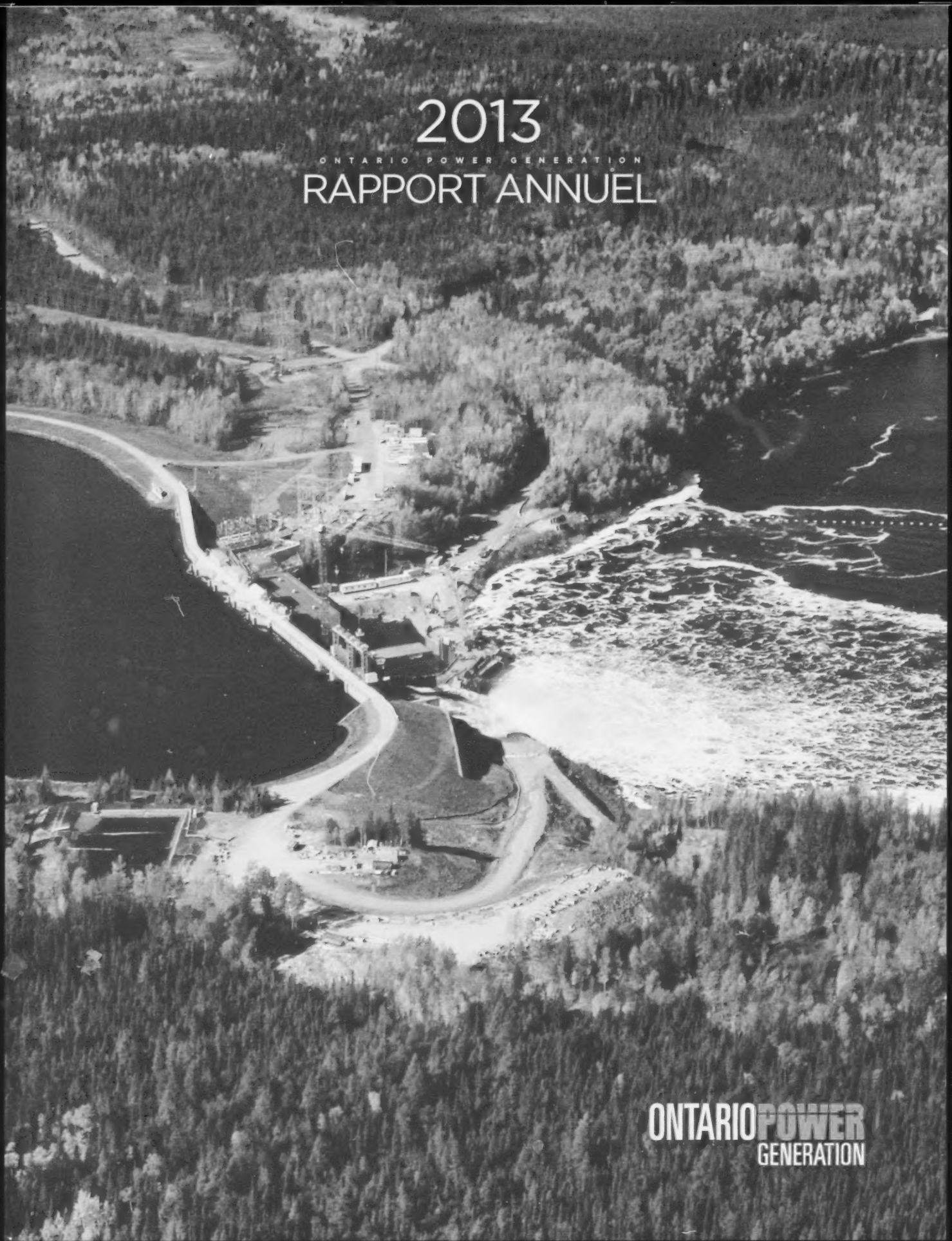

2013
ONTARIO POWER GENERATION
RAPPORT ANNUEL
ONTARIO POWER GENERATION

L'EXERCICE 2013

Points saillants financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2013	2012
REVENUS		
Revenus	**4 863**	4 732
Charges liées au combustible	**708**	755
Marge brute	**4 155**	3 977
CHARGES		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**2 747**	2 648
Amortissement	**963**	664
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**756**	725
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(628)**	(651)
Restructuration	**50**	3
Impôt foncier et impôt sur le capital	**53**	47
	3 941	3 436
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	**214**	541
Autres revenus	**(38)**	(10)
Intérêts débiteurs, montant net	**86**	117
Charge d'impôts	**31**	67
Bénéfice net	**135**	367
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (TWh)	**80,3**	83,7
FLUX DE TRÉSORERIE		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 174**	876

Termes spécifiques au secteur de l'électricité

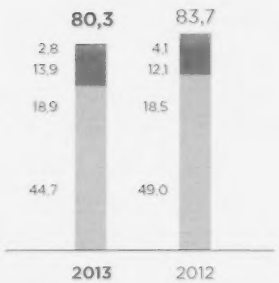
- **Un mégawatt** (MW) correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.
- **Un kilowatt** (kW) équivaut à 1 000 watts, un gigawatt (GW), à un milliard de watts, et un térawatt (TW), à un billion de watts.
- **Un kilowattheure** (kWh) sert à mesurer la demande ou l'offre d'électricité par heure. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 watts durant une heure. Un ménage moyen consomme environ 800 kWh par mois.
- **Un mégawattheure** (MWh) équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure (GWh), à un million de kWh, et un térawattheure (TWh), à un milliard de kWh.

Revenus et points saillants d'exploitation

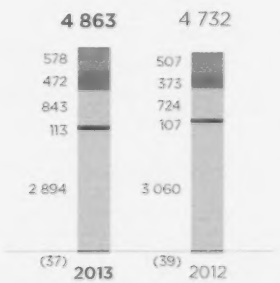
Légende

- Production thermique non réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production nucléaire réglementée
- Divers

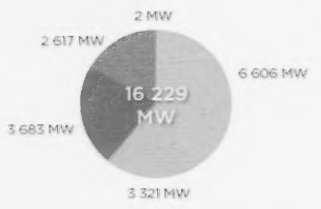
Production d'électricité
(en TWh)



Revenus
(en millions de dollars)



Capacité de production en service
(en MW) 31 décembre 2013



Photos : Première de couverture – Projet hydroélectrique Lower Mattagami, Centrale Kipling
Quatrième de couverture – Membres du conseil d'administration d'OPG et de la Première nation Moose Cree sur le site de Lower Mattagami

PROFIL DE L'ENTREPRISE

Profil de l'entreprise	1
Message du président du conseil d'administration	2
Message du président	4
Rapport de gestion	7
États financiers consolidés	89
Notes afférentes aux états financiers consolidés	98
Membres de la haute direction d'OPG	166
Installations d'OPG	167

OPG est une entreprise ontarienne de production d'électricité dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente de l'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

Unité 2 de Darlington – Interruption planifiée

Au 31 décembre 2013, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 16 229 mégawatts (MW). OPG exploite :

2	3	65	2
centrales **nucléaires**	centrales **thermiques**	centrales **hydroélectriques**	turbines **éoliennes**

En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre. OPG et ATCO Power Canada Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. Ces installations détenues en copropriété et louées sont intégrées dans les résultats financiers d'OPG, mais elles ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

« La diversité des sources de production d'électricité propre, souple et à faible coût de la Société s'inscrit dans notre vision d'offrir une électricité respectueuse de l'environnement et jouant un rôle catalyseur sur le développement économique. »

En haut : Membres du conseil d'administration, du personnel et de la Première nation Moose Cree célébrant l'achèvement de l'unité 3 de la centrale Little Long dans le cadre du projet Lower Mattagami.

En bas : Pendant les travaux d'interruption planifiée à l'unité 2 de la centrale Darlington, l'une des principales interruptions planifiées à la centrale en 2013.

Combler les attentes

Une société en bonne santé financière, bien gérée et en mesure de fournir de l'électricité propre à la province: c'est ce à quoi s'attendent les Ontariens de la part d'OPG.

Satisfaire à ces attentes comporte toutefois son lot de défis. L'arrivée de nouveaux concurrents dans le secteur de la production d'électricité, combinée à la mise hors service des centrales alimentées au charbon d'OPG, a effrité la part de marché et les revenus de la Société.

Comme le mentionne Tom Mitchell, dans son message à titre de chef de la direction, pour déjouer cette réalité, OPG s'est engagée à être plus attentive aux besoins du marché et à fournir une source d'énergie plus économique et plus souple.

OPG s'est également engagée à atteindre les objectifs d'approvisionnement en électricité futur de l'Ontario conformément au Plan énergique à long terme du gouvernement dans sa version modifiée en 2013.

La diversité des sources de production d'électricité propre, souple et à faible coût de la Société s'inscrit dans notre vision d'offrir une électricité respectueuse de l'environnement et jouant un rôle catalyseur sur le développement économique – à la fois pour les collectivités qui l'utilisent et pour celles qui la produisent.

Réalisations

Un grand nombre des réalisations d'OPG en 2013 reflètent cette vision et la renforcent, notamment :

- achèvement du tunnel de Niagara;
- avancements dans la construction du vaste projet hydroélectrique Lower Mattagami de 438 MW – dont l'achèvement d'une nouvelle unité hydroélectrique à la centrale Little Long, première de six nouvelles unités qui seront construites dans le cadre de ce projet;
- partenariat avec Coral Rapids Power, afin d'aller de l'avant dans la construction d'une centrale hydroélectrique de 25 MW à New Post Creek près de la rivière Abitibi;
- avancement de la conversion à la biomasse de la centrale au charbon Atikokan; et
- lancement d'un plan visant à convertir la centrale thermique Thunder Bay pour qu'elle utilise un biocombustible perfectionné.

Remise en état de la centrale Darlington

En outre, OPG a réalisé des progrès importants dans la planification détaillée de la remise en état de la centrale Darlington, tout en continuant le processus de préparation visant à maintenir la centrale Pickering en activité jusqu'en 2020. Ces deux projets permettront de fournir à l'Ontario un approvisionnement

Ancienne centrale Smoky Falls – Projet Lower Mattagami.

suffisant en électricité de base, fiable et à faibles émissions et de satisfaire à ses besoins à court et à long terme.

Renforcer la gouvernance

Le conseil d'administration a continué de se renouveler en nommant deux nouveaux administrateurs en 2013.

- John Herron, ancien président, chef de la direction et chef du nucléaire d'Entergy Nuclear, apporte ses vastes compétences en matière d'exploitation et de gestion dans le secteur nucléaire acquises au cours de ses 33 années d'expérience à titre de professionnel de l'énergie nucléaire aux États-Unis; et
- Bernard Lord, ancien premier ministre du Nouveau-Brunswick et président de l'Association canadienne des télécommunications sans fil. À titre de premier ministre, M. Lord a participé à la planification et à l'annonce de la remise en état de la centrale nucléaire Point Lepreau au Nouveau-Brunswick.

Je souhaite également souligner la contribution de Gary Kugler qui siégeait au conseil d'administration depuis 2004 et le remercier pour ses conseils éclairés. M. Kugler a quitté ses fonctions d'administrateur d'OPG après la réunion du conseil d'administration qui s'est tenue en mars 2014. Nous lui sommes reconnaissants pour toutes ces années de conseils judicieux.

Contribuer au succès de l'Ontario

Les nombreuses initiatives d'OPG ainsi que les emplois et les occasions d'affaires qu'elles génèrent pour les collectivités qui nous accueillent, notamment pour les Premières nations et les Métis, contribuent au programme du gouvernement, tel qu'il est énoncé dans le *Plan énergétique à long terme* – fournir de l'électricité propre et fiable aux Ontariens.

Le conseil d'administration est particulièrement conscient qu'une grande partie de la transformation d'OPG a été accomplie dans un contexte de mise en œuvre de la politique de l'Ontario visant à mettre hors service les centrales alimentées au charbon; mise hors service qui a d'ailleurs été achevée avec succès et en avance sur l'échéancier. Au cours de deux dernières années, la Société a en effet procédé à la mise hors service de ses unités alimentées au charbon, ce qui représente le retrait de plus de 3 000 MW de capacité.

À la lumière de ces changements et des autres événements ayant eu lieu dans le cadre des activités de transformation d'OPG en 2013, le conseil d'administration souhaite remercier les employés d'OPG – éléments essentiels de notre Société. Tout particulièrement, les employés de la production thermique dont le professionnalisme, l'engagement et les réalisations face aux demandes et aux défis exceptionnels qu'ils ont rencontrés ont gagné le respect et l'admiration de tous au sein de la Société. Merci à tous nos employés pour leur travail et leur contribution considérable, qui permettent qu'OPG continue de se montrer à la hauteur des attentes des Ontariens.

Jake Epp.

JAKE EPP
Président du conseil d'administration

MESSAGE DU PRÉSIDENT

« OPG effectue une transition fondamentale et importante vers un avenir nouveau et palpitant en tant qu'entreprise écoresponsable, efficace, flexible et financièrement viable. »

En 2013, OPG a continué à se renouveler et à se repositionner pour s'adapter aux réalités changeantes de nos activités. Nous réduisons notre portefeuille de production d'électricité. La demande d'électricité baisse et nous rivalisons désormais avec un nombre important et croissant de producteurs d'électricité.

En haut : Tom Mitchell, prenant la parole à l'ouverture du tunnel de Niagara.

En bas : Annonce du lancement des travaux de construction de la centrale hydroélectrique New Post Creek de 25 MW à Cochrane, en Ontario.

Afin de continuer à exercer un effet modérateur sur les prix de l'électricité en Ontario – effet qui, à notre avis, avantage considérablement les consommateurs en Ontario – nous réduisons radicalement les coûts et faisons mieux concorder coûts et revenus. Nous profitons en outre d'occasions nouvelles d'accroître nos revenus et nous appuyons l'industrie de l'électricité en Ontario par l'intermédiaire de filiales comme Canadian Nuclear Partners.

Développement de la capacité de production d'énergie propre

En plus de ces changements, nous entreprenons un programme imposant de développement de la capacité de production d'énergie qui facilite la reconstruction et la modernisation de l'infrastructure électrique de l'Ontario pour les générations actuelles et futures.

L'intention est, entre autres, de développer une nouvelle capacité de production hydroélectrique dans le Nord de l'Ontario, de rénover nos unités de production nucléaire et de convertir au biocombustible durable certaines de nos dernières unités alimentées au charbon.

Ces mesures stimulent la croissance économique et le progrès social des collectivités partout en Ontario.

De même, elles contribuent à faire d'OPG l'un des producteurs d'électricité les plus écoresponsables en Amérique du Nord.

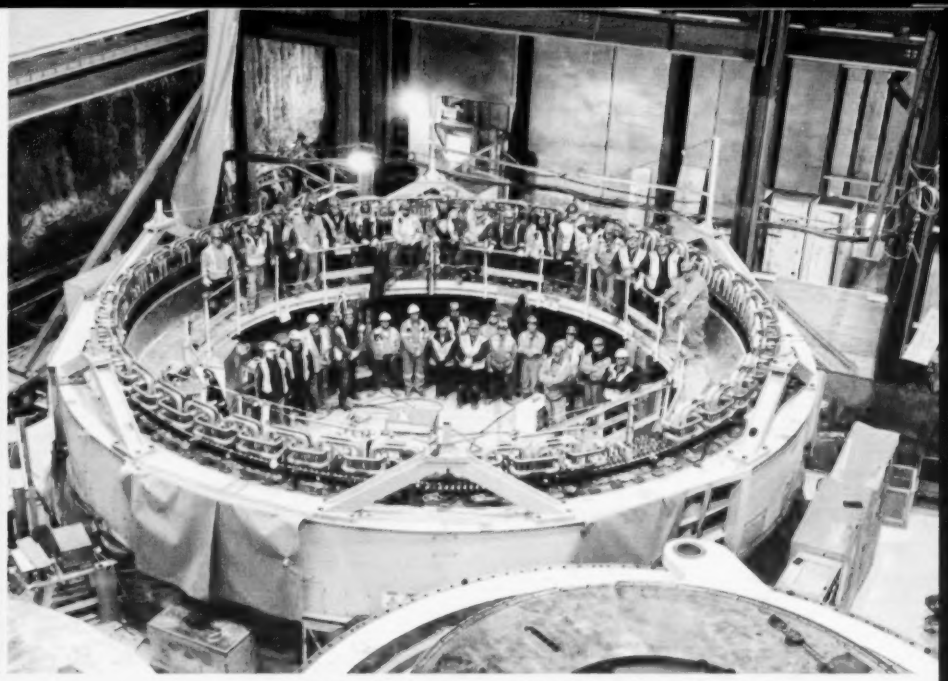
Depuis la fermeture de nos principales centrales alimentées au charbon à la fin de 2013, au-delà de 95 pour cent de notre production d'énergie provient de centrales nucléaires et hydroélectriques – qui ne produisent pratiquement pas d'émissions contribuant au smog ou aux changements climatiques.

Bref, OPG effectue une transition fondamentale et importante vers un avenir nouveau et palpitant en tant qu'entreprise écoresponsable, efficace, flexible et financièrement viable.

Nous nous sommes rapprochés de cet objectif en 2013, mais avons aussi éprouvé des difficultés auxquelles il faudra trouver des correctifs, notamment un bénéfice net d'à peine 135 millions de dollars et des niveaux de production inférieurs aux prévisions.

Notre rendement financier s'est ressenti des changements apportés à nos activités de production, notamment la fermeture de nos

Tom Mitchell rencontre les représentants d'un des principaux entrepreneurs dans le cadre du projet de remise en état de la centrale Darlington.



Nouvelle centrale Smoky Falls vue de l'intérieur – Projet Lower Mattagami.

centrales alimentées au charbon. La diminution de la production nucléaire s'explique surtout par la prolongation des interruptions planifiées aux centrales Pickering et Darlington.

Ces résultats s'inscrivent dans un contexte de nouvelles réalités – que j'ai mentionnées plus haut – auxquelles nous nous adaptons de manière stratégique grâce à notre projet de transformation des activités.

Transformation des activités

Au fil des ans, OPG a vu sa performance s'améliorer dans un certain nombre de champs d'action – notamment la gestion de projets, le rendement des centrales nucléaires et la gestion des actifs.

Tout en continuant de centrer nos efforts sur l'amélioration de la performance, nous visons aussi un autre objectif de taille : améliorer notre efficacité et renforcer notre durabilité financière.

Grâce à la transformation des activités, OPG prévoit économiser environ 1 milliard de dollars sur six ans (de 2011 à 2016) en diminuant son effectif affecté aux activités courantes de 20 % (2 330 personnes) par rapport à 2011. À ce jour, l'état d'avancement est le suivant :

- départ de 1 600 employés de janvier 2011 au 31 décembre 2013, ce qui représente une économie de 275 millions de dollars;
- diminution de 6 % du nombre de postes de cadres en 2013;
- baisse de 9 % des salaires de base de la direction depuis 2010; et
- mise en place continue d'un cadre organisationnel simplifié.

Rapport de la vérificatrice générale

Les constatations de la vérificatrice générale de l'Ontario publiées dans son rapport de 2013 ont agi comme catalyseur pour accélérer nos activités de transformation qui avaient commencé en 2011. Bien que critique de certaines de nos pratiques en matière de ressources humaines, le rapport contient des indications importantes qui ont été suivies pour améliorer davantage notre transformation. Elles ont amené notamment l'annonce d'une réforme continue des régimes de retraite et d'avantages sociaux pour la direction et la vérification que nos pratiques de recrutement sont justes, bien documentées et comportent des attentes et des contrôles clairs.

Grâce au soutien du conseil d'administration d'OPG, nous mettons en œuvre notre projet de transformation des activités plus rapidement, en élargissant sa portée, au-delà de la réduction des effectifs, à tous les aspects des activités d'OPG – en mettant l'accent sur l'amélioration du rendement financier et la création d'une culture de l'efficience.

Faits saillants de 2013

L'avancement de notre projet de transformation des activités s'est accompagné d'une performance élevée de certaines activités clés d'OPG, telles que la sécurité, l'environnement, le développement de la capacité de production et les relations avec les collectivités.

Sur le plan de la sécurité en milieu de travail, le résultat a été impressionnant. À la fin de l'exercice, plus de 20 millions d'heures travaillées sans blessure entraînant un arrêt de travail avaient été accumulées par nos deux centrales nucléaires.

En matière d'environnement, la performance a également été excellente – nous avons obtenu les meilleurs résultats de notre histoire dans plusieurs catégories, notamment celles ayant trait aux infractions, aux déversements et aux émissions de tritium dans l'atmosphère.

J'ai été particulièrement heureux des accomplissements réalisés dans le cadre de la gestion de nos projets et du développement de la capacité de production.

Nous avons mis en service le tunnel de Niagara. Nous avons réussi à mettre hors service les centrales thermiques Lambton et Nanticoke avec professionnalisme. Nous avons continué de faire d'excellents progrès quant à la conversion à la biomasse de

nos centrales thermiques du nord-ouest et de faire avancer le vaste projet hydroélectrique Lower Mattagami, en respectant le budget et l'échéancier. Nous avons terminé la construction du complexe énergétique Darlington – bâtiment de type nouveau destiné aux activités de formation et de soutien qui représente une partie importante de notre projet de remise en état de l'unité 4 de la centrale nucléaire Darlington.

Comme Jake Epp le mentionne dans son message, bon nombre de ces projets ont contribué – ou contribueront – de façon marquante à la croissance économique et au progrès social des collectivités au sein desquelles ils sont mis en œuvre – notamment les Premières nations et les Métis du Nord de l'Ontario. Ces projets contribuent aussi au développement de l'infrastructure énergétique de l'Ontario, augmentant dans une large mesure la production d'électricité à un prix abordable et à faibles émissions.

Je suis très fier de ces réalisations.

Modération des tarifs

OPG continue à modérer les tarifs de l'électricité tout en parvenant à exercer ses activités dans un environnement concurrentiel, à maintenir ses nombreuses centrales en activité et à gérer un programme audacieux de développement de la capacité de production, et j'en suis bien fier. En 2013, le tarif de notre production d'électricité a été de 5,7 cents/kWh, alors que le tarif moyen des autres producteurs d'électricité de l'Ontario a été de 9,9 cents/kWh. Ce sont les consommateurs qui en ont profité.

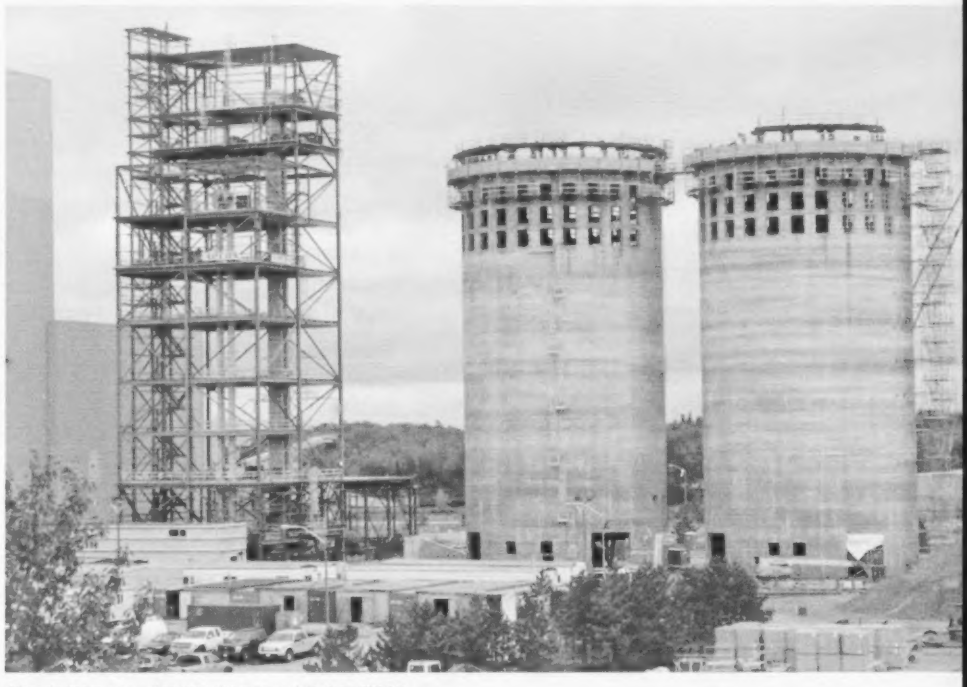
C'est ainsi que nous jouons notre rôle de société d'électricité publique. Nous sommes au service des Ontariens en leur fournissant plus de la moitié de l'électricité qu'ils utilisent – de manière responsable, et efficace et à un prix abordable.

Dans les années à venir, nous avons l'intention de conserver notre niveau de service et tout ce qui y est associé. Dans le cadre de cet engagement, nous avons déposé une demande tarifaire auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Si elle est approuvée, nous appliquerons notre première hausse du tarif de base depuis 2008 – et cela nous permettra de continuer à tirer le meilleur parti de nos actifs dans l'intérêt des consommateurs ontariens. Le nouveau tarif sera toutefois encore moins élevé que celui des autres producteurs d'électricité de l'Ontario.

Remerciements

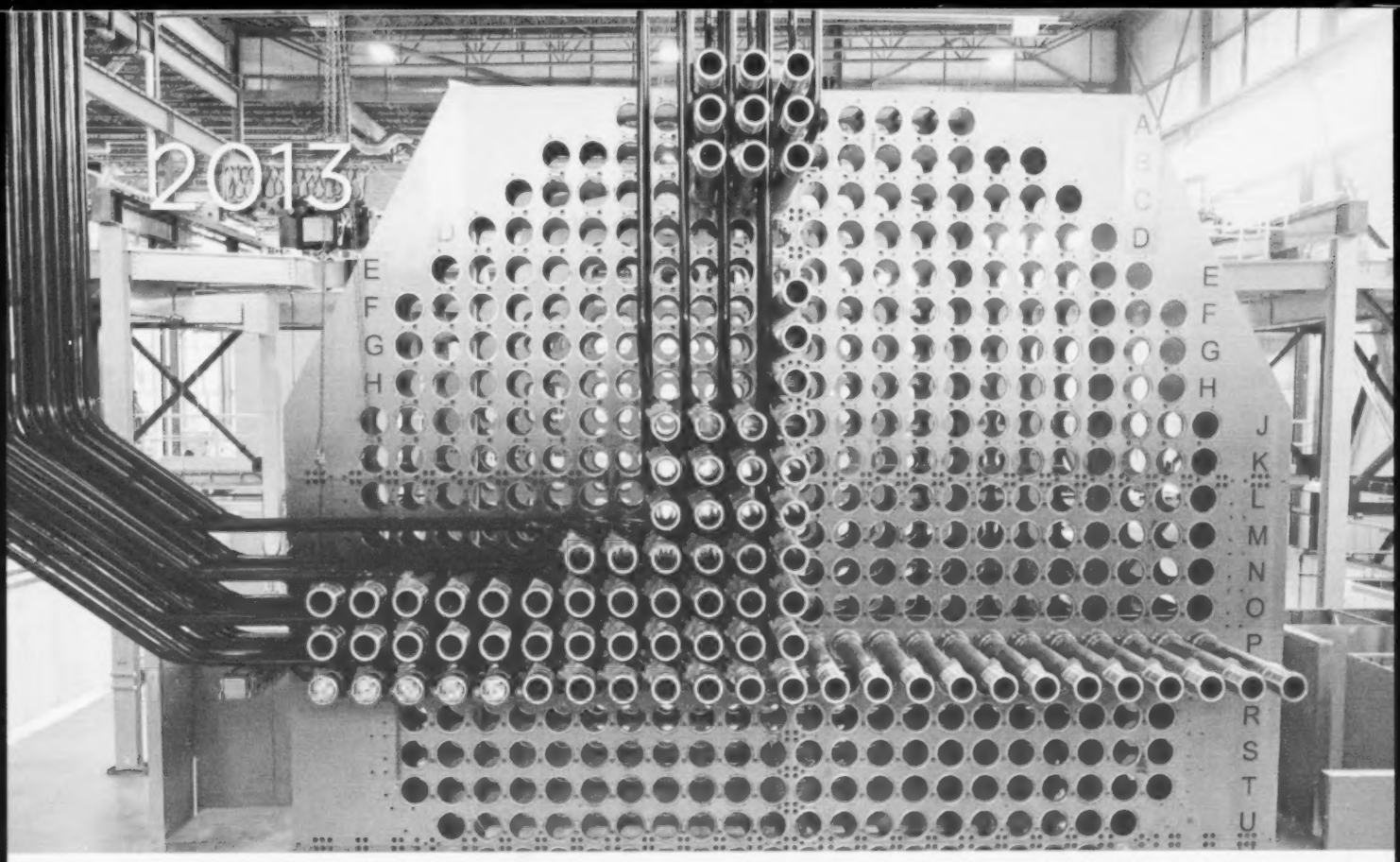
Tout au long de 2013, la direction d'OPG – moi le premier – a grandement profité de la contribution des employés d'OPG et de leur engagement. Bon nombre d'entre eux ont vécu une année difficile en raison des nouvelles réalités. Je pense en particulier aux employés de la production thermique, qui ont non seulement été témoins de la fin d'un grand chapitre de l'histoire de notre Société, mais ont aussi dû y participer. Ils ont ainsi aidé à rendre possible la plus importante initiative de lutte contre les changements climatiques en Amérique du Nord. Nos employés se distinguent par leur professionnalisme et ils continuent de servir l'Ontario avec assiduité, dévouement et excellence. C'est avec beaucoup de fierté que je côtoie une équipe de cette envergure.

La sortie et le portail du nouveau tunnel de Niagara qui permettra de fournir une quantité plus importante d'énergie renouvelable et propre à l'Ontario.



Silos de biomasse – Centrale thermique Atikokan d'OPG.

TOM MITCHELL
Président et chef de la direction



Maquette d'un réacteur – Complexe énergétique Darlington

RAPPORT DE GESTION

Énoncés prospectifs 8
La Société 9
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée 10
Faits saillants 12
Activités de base et stratégie 20
Capacité de produire des résultats 33
Secteurs d'activité 35
Indicateurs clés de la production et du rendement financier 37
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité 39
Production nucléaire réglementée 39
Gestion des déchets nucléaires réglementée 41
Production hydroélectrique réglementée 41
Production hydroélectrique non réglementée 42
Production thermique non réglementée 43
Divers 44
Intérêts débiteurs, montant net 45
Impôts sur les bénéfices 45
Situation de trésorerie et sources de financement 45
Faits saillants du bilan 49
Méthodes et estimations comptables critiques 51
Modifications de méthodes et d'estimations comptables 60
Gestion des risques 63
Opérations entre parties liées 79
Informations sur la gouvernance et sur le comité d'audit et des finances 80
Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information 80
Quatrième trimestre 81
Faits saillants financiers trimestriels 84
Autres mesures financières non conformes aux PCGR 87

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière 89
Rapport des auditeurs indépendants 91
États financiers consolidés 92
Notes afférentes aux états financiers consolidés 98

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») au 31 décembre 2013 et pour l'exercice clos à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et sont présentés en dollars canadiens.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario) (la « Loi »), OPG a adopté les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés à compter du 1er janvier 2012. La Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO ») a aussi approuvé l'adoption par OPG des PCGR des États-Unis pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2012, mais avant le 1er janvier 2015.

Au premier trimestre de 2014, la CVMO a accordé à OPG une dispense lui permettant d'appliquer les PCGR des États-Unis jusqu'au 1er janvier 2019. Cette dispense remplace la dispense précédente et certaines conditions s'appliquent. Se reporter à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables, Normes internationales d'information financière* pour plus de détails. Le présent rapport de gestion est daté du 6 mars 2014.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots tels que « anticiper », « croire », « envisager », « prévoir », « estimer », « pouvoir», « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « rechercher », « viser », « objectif » et « stratégie », et des verbes conjugués au futur et au conditionnel et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes, y compris ceux figurant à la rubrique *Gestion des risques*. Tous ces énoncés pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, à la performance des centrales, au coût lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, au rendement des fonds de placement, à la fermeture ou à la conversion de centrales alimentées au charbon, à la remise en état d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux tarifs du marché au comptant de l'électricité, aux nouveaux projets de loi, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions climatiques et à l'incidence des décisions prises par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. Sauf si les lois sur les valeurs mobilières l'exigent, OPG ne s'engage pas à publier une mise à jour de ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

LA SOCIÉTÉ

OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »).

Au cours de 2013, OPG a exploité deux centrales nucléaires, cinq centrales thermiques, 65 centrales hydroélectriques et deux éoliennes. En décembre 2013, les unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke ont été mises hors service, tel qu'il est mentionné ci-après. OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (« centrale PEC »). OPG et ATCO Power Canada Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach (la « centrale Brighton Beach »). Les produits tirés des installations détenues en copropriété sont présentés dans les autres produits. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »). Les produits tirés de ces centrales louées sont inclus dans les revenus du secteur Production nucléaire réglementée. Ces installations détenues en copropriété et louées ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

En août 2013, OPG a reçu un permis d'exploitation collectif de cinq ans qui combine les permis d'exploitation des centrales Pickering A et B. Depuis 2012, les centrales nucléaires Pickering sont exploitées comme une seule centrale formée de six unités.

Capacité de production

La capacité en service de production par secteur d'activité aux 31 décembre se présente comme suit :

(MW)	**2013**	**2012**
Production nucléaire réglementée	**6 606**	6 606
Production hydroélectrique réglementée	**3 321**	3 312
Production hydroélectrique non réglementée	**3 683**	3 684
Production thermique non réglementée[1]	**2 617**	5 447
Divers	**2**	2
Total	**16 229**	19 051

[1] Comprend la capacité de la centrale Atikokan, actuellement en cours de conversion à la biomasse. Le projet de conversion devrait se terminer en 2014.

En juillet 2013, la capacité en service du secteur Production hydroélectrique réglementée a augmenté de 9 MW à la suite d'une importante remise en état de l'unité 3 de la centrale Sir Adam Beck 1.

Le 31 décembre 2013, les dernières unités des centrales Nanticoke et Lambton ont été mises hors service conformément à la déclaration des actionnaires publiée en mars 2013, laquelle signifiait à OPG de cesser l'utilisation du charbon à ces centrales à la fin de 2013 au plus tard. Cette mise hors service a diminué la capacité en service de production du segment Production thermique non réglementée de 2 830 MW.

En 2014, les centrales nucléaires et les centrales hydroélectriques devraient fournir la majorité de la production d'électricité d'OPG. Ces centrales émettent peu ou pas de dioxyde de carbone.

Structure de présentation de l'information d'OPG

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite, notamment (collectivement, les « installations réglementées ou visées par un règlement ») :

- les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée
- les installations hydroélectriques DeCew Falls 1 et 2

- les installations hydroélectriques R.H. Saunders
- la centrale nucléaire Pickering
- la centrale nucléaire Darlington.

Les résultats d'exploitation de ces installations réglementées sont présentés dans les secteurs Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée et Production hydroélectrique réglementée. En ce qui concerne les autres installations hydroélectriques d'OPG, les résultats d'exploitation sont décrits dans le secteur Production hydroélectrique non réglementée. Les résultats d'exploitation des installations thermiques sont présentés dans le secteur Production thermique non réglementée. Une description de tous les secteurs d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*.

À compter du 1er janvier 2014, OPG a révisé la composition de ses secteurs d'exploitation afin de tenir compte des modifications apportées à son portefeuille de production et à ses procédures de communication de l'information. Ces modifications tiennent principalement compte des 48 centrales hydroélectriques d'OPG actuellement non réglementées, mais visées par une réglementation des tarifs à compter du 1er juillet 2014, et de la fin de l'utilisation de charbon aux centrales Nanticoke et Lambton. Se reporter à la rubrique *Secteurs d'activité* pour de plus amples renseignements.

MÉCANISMES DE REVENUS POUR LA PRODUCTION RÉGLEMENTÉE ET NON RÉGLEMENTÉE

Production réglementée

La CEO fixe les tarifs de l'électricité produite par les centrales nucléaires et hydroélectriques actuellement réglementées d'OPG. Le tableau qui suit présente les tarifs réglementés et autorisés par la CEO pour l'électricité produite par ces centrales pour les exercices clos les 31 décembre :

($/MWh)	**2013**	**2012**
Production nucléaire réglementée		
Tarif réglementé du coût du service – Production nucléaire réglementée	**51,52**	51,52
Avenants tarifaires – Production nucléaire réglementée[1]	**6,27**	4,33
	57,79	55,85
Production hydroélectrique réglementée		
Tarif réglementé du coût du service – Production hydroélectrique réglementée	**35,78**	35,78
Avenants tarifaires – Production hydroélectrique réglementée[1]	**3,04**	(1,65)
	38,82	34,13

[1] En plus des avenants tarifaires dont il est question dans le tableau ci-dessus, en 2013, la CEO a autorisé des avenants tarifaires visant les périodes intermédiaires pour la période du 1er mars 2013 au 31 décembre 2013, permettant le recouvrement de l'augmentation rétroactive visée par les avenants portant sur la période du 1er janvier 2013 au 28 février 2013. L'avenant tarifaire provisoire portant sur la production nucléaire réglementée était de 0,41 $/MWh et celui portant sur la production hydroélectrique réglementée, de 0,58 $/MWh.

Les tarifs réglementés du coût du service existants sont en vigueur depuis le 1er mars 2011. Le tarif réglementé existant pour la production hydroélectrique fait l'objet d'un mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité, approuvé par la CEO, et aux termes duquel une partie des revenus nets qui en résultent sont partagés avec les consommateurs. Les avenants tarifaires qui sont entrés en vigueur au cours de 2013 ont été établis par la CEO à la suite de sa décision, rendue en mars 2013, d'approuver un accord entre OPG et des intervenants sur la demande d'OPG sollicitant l'approbation du recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2012 (l'« accord »). En vertu de l'accord, la CEO a aussi approuvé les avenants tarifaires portant sur la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée de respectivement 4,18 $/MWh et 2,02 $/MWh

pour la période du 1er janvier 2014 au 31 décembre 2014. Il est question de cet accord à la rubrique *Faits saillants, Faits nouveaux*.

La demande actuelle déposée par OPG auprès de la CEO en septembre 2013 porte sur les points suivants :

- nouveaux tarifs réglementés du coût du service à compter du 1er janvier 2014 pour les centrales réglementées actuelles
- nouveaux avenants tarifaires portant sur le recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report en vigueur à compter du 1er janvier 2015 pour les centrales réglementées actuelles
- les tarifs réglementés pour 48 des centrales hydroélectriques non réglementées, puisque ces installations sont visées par un tarif réglementé qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*.

Se reporter à la rubrique *Faits nouveaux* pour plus de détails.

Production non réglementée

L'électricité provenant des actifs non réglementés d'OPG reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, sauf lorsqu'une convention de recouvrement des coûts ou une convention d'approvisionnement en énergie (« CAE ») est en vigueur. Les centrales thermiques qui avaient un accord en vigueur en 2013 sont les suivantes :

- Centrales Lambton et Nanticoke : au cours de 2013, ces centrales alimentées au charbon ont fait l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). Cette entente vise le recouvrement des coûts et fait suite à la résolution des actionnaires et aux réglementations portant sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone (« CO_2 »). Le 1er novembre 2013, la SFIEO a donné un préavis par écrit selon lequel elle mettrait fin à l'entente de soutien d'urgence à compter du 31 décembre 2013, puis elle a élaboré une modification permettant à OPG de recouvrer certains coûts pour l'exercice 2014. Pour plus de détails et les faits nouveaux de 2013, se reporter aux informations de la rubrique *Activités de base et stratégie, Actifs thermiques*.
- Centrale Thunder Bay : la capacité et la production d'une unité de cette centrale ont fait l'objet d'un contrat de fiabilité impérative pour la période du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2013.
- Centrale Lennox : la capacité et la production de cette centrale ont fait l'objet d'une convention conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») pour la période du 1er janvier 2013 au 30 septembre 2022.

En outre, OPG a conclu des CAE hydroélectriques avec l'OEO à l'égard des centrales suivantes :

- Centrales Lac Seul et Ear Falls
- Centrale Healey Falls
- Centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute
- Centrales du projet de la rivière Lower Mattagami. Les paiements aux termes de cette CAE ont débuté au moment où la première unité additionnelle a été mise en service en janvier 2014.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation consolidés audités d'OPG pour les exercices clos les 31 décembre. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité isolable figure à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2013**	**2012**
Revenus	**4 863**	4 732
Charges liées au combustible	**708**	755
Marge brute	**4 155**	3 977
Charges		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**2 747**	2 648
Amortissement	**963**	664
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**756**	725
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(628)**	(651)
Restructuration	**50**	3
Impôt foncier et impôt sur le capital	**53**	47
	3 941	3 436
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	**214**	541
Autres revenus	**(38)**	(10)
Intérêts débiteurs, montant net	**86**	117
Charge d'impôts	**31**	67
Bénéfice net	**135**	367
Production d'électricité (TWh)	**80,3**	83,7
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 174**	876

Résultats par secteur

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices d'OPG par secteur pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices		
Production nucléaire réglementée	**(19)**	364
Production hydroélectrique réglementée	**340**	324
Production hydroélectrique non réglementée	**76**	(10)
Production thermique non réglementée	**(96)**	(116)
Total de la production d'électricité	**301**	562
Gestion des déchets nucléaires réglementée	**(122)**	(68)
Divers	**73**	57
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**252**	551

Le tableau qui suit résume les facteurs qui ont eu une incidence sur les résultats d'OPG pour 2013 par rapport aux résultats de 2012, avant impôts :

(en millions de dollars)	Secteurs de production d'électricité[1]	Secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée	Divers[2]	Total
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour 2012	**562**	**(68)**	**(60)**	**434**
Variation de la marge brute :				
• Variation des prix de vente de l'électricité :				
Production réglementée	163	-	-	163
Production hydroélectrique non réglementée	48	-	-	48
• Variation de la production d'électricité par secteur :				
Production nucléaire réglementée	(222)	-	-	(222)
Production hydroélectrique réglementée	8	-	-	8
Production hydroélectrique non réglementée	33	-	-	33
• Augmentation de la marge brute liée à la production thermique découlant surtout de la hausse des revenus tirés des contrats de recouvrement des coûts et d'approvisionnement en énergie (la hausse des revenus tirés des contrats s'explique en partie par un amortissement des immobilisations corporelles plus élevé)	112	-	-	112
• Augmentation des revenus tirés des services auxiliaires et des autres revenus tirés des centrales hydroélectriques	32	-	-	32
• Diminution des revenus de production autres que d'électricité principalement attribuable au recul des ventes d'isotopes et de services techniques	(28)	-	-	(28)
• Augmentation des actifs réglementaires pour les montants comptabilisés dans les comptes d'écarts relatifs à la production nucléaire	31	-	-	31
• Autres variations de la marge brute	(7)	6	2	1
	170	6	2	178
Variation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration :				
• Hausse des dépenses liées à la production d'énergie nucléaire découlant principalement d'une augmentation des activités d'interruption en raison d'une deuxième interruption planifiée à la centrale nucléaire Darlington	(71)	-	-	(71)
• Baisse du coût des salaires en raison de la diminution de l'effectif	54	-	-	54
• Augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite surtout attribuable à la comptabilisation d'un actif réglementaire en 2012 pour le compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis établi par la CEO	(48)	(1)	-	(49)
• Autres variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, comprenant notamment l'augmentation des coûts liés aux conventions collectives	(33)	(6)	6	(33)
	(98)	(7)	6	(99)
Diminution du rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (les « Fonds nucléaires »), déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	-	(23)	-	(23)
Augmentation de l'amortissement des immobilisations corporelles liée à la production thermique en raison d'un amortissement des immobilisations corporelles accéléré des centrales Lambton et Nanticoke	(56)	-	-	(56)
Augmentation de l'amortissement des actifs incorporels liée à l'amortissement des soldes réglementaires en raison des nouveaux avenants tarifaires en 2013	(267)	-	-	(267)
Diminution de l'amortissement des immobilisations corporelles surtout attribuable aux modifications de la durée de vie utile de la centrale nucléaire Pickering, qui s'est traduite par un crédit aux consommateurs dans les nouveaux avenants tarifaires d'OPG	39	-	-	39
Augmentation de la charge de désactualisation par suite principalement de l'augmentation de la valeur actualisée des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires »), en partie compensée par l'incidence des comptes d'écarts et de report	-	(30)	-	(30)
Diminution des intérêts débiteurs surtout en raison d'une hausse des intérêts capitalisés liés au projet de remise en état de la centrale Darlington	-	-	31	31
Augmentation des frais de restructuration principalement attribuable aux coûts des indemnités de départ à la suite de la mise hors service des centrales Lambton et Nanticoke	(47)	-	-	(47)
Autres variations	(2)	-	8	6
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour 2013	**301**	**(122)**	**(13)**	**166**

[1] Les secteurs de production d'électricité comprennent les secteurs Production nucléaire réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée.

[2] Le secteur Divers englobe les résultats présentés dans la colonne Divers, comme défini à la rubrique *Secteurs d'activité*.

Production d'électricité

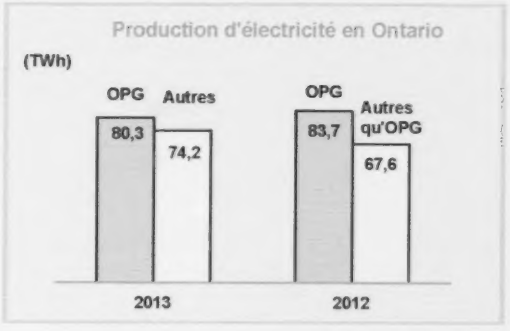
La production d'électricité pour les exercices clos les 31 décembre s'est établie comme suit :

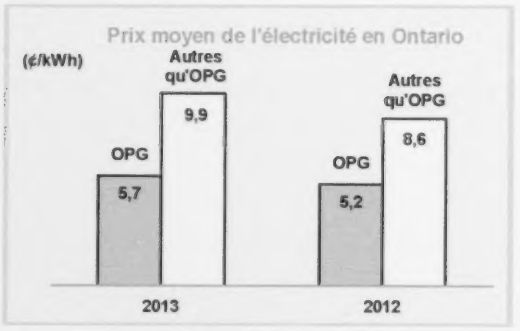
(TWh)	**2013**	**2012**
Production nucléaire réglementée	**44,7**	49,0
Production hydroélectrique réglementée	**18,9**	18,5
Production hydroélectrique non réglementée	**13,9**	12,1
Production thermique non réglementée	**2,8**	4,1
Total de la production d'électricité d'OPG	**80,3**	83,7
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario	**74,2**	67,6

Le recul de la production d'électricité en 2013 par rapport à 2012 s'explique surtout par la baisse de la production d'électricité des secteurs Production nucléaire réglementée et Production thermique non réglementée. La diminution de la production d'électricité de ces secteurs a en partie été compensée par l'augmentation de la production d'électricité du secteur hydroélectrique. Les facteurs ayant eu une incidence sur la production d'électricité d'OPG au cours de 2013 sont les suivants :

- la diminution de la production nucléaire s'explique principalement par la prolongation des interruptions planifiées aux centrales nucléaires Pickering et Darlington
- la mise hors service des unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke en 2013, conformément à la déclaration des actionnaires publiée en mars 2013, explique la production thermique moins élevée
- des niveaux d'eau plus élevés et la capacité en service du tunnel de Niagara ont contribué à l'augmentation de la production hydroélectrique
- l'augmentation des conditions liées à la production de base excédentaire en 2013, décrite ci-après, a eu des répercussions négatives sur la production d'électricité des centrales hydroélectriques d'OPG.

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par les fluctuations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques et de la conjoncture économique. La demande primaire de l'Ontario s'est établie à 140,7 TWh en 2013, en légère baisse par rapport à 141,3 TWh en 2012. L'approvisionnement excédentaire de base par rapport à la demande de l'Ontario a continué d'augmenter en 2013, en raison de la baisse de la demande primaire combinée à une hausse de la production de base, principalement des unités 1 et 2 de la centrale Bruce A et de la nouvelle capacité de production d'énergie éolienne et solaire. L'excédent destiné au marché de l'Ontario est géré par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») au moyen de mécanismes de marché, notamment l'exportation de la production d'électricité et la répartition de la production hors service en raison du prix horaire moyen pondéré de l'énergie de l'Ontario (« PHEO ») peu élevé. La répartition de la production hors service pourrait entraîner un déversement d'eau aux centrales hydroélectriques, ce qui diminuerait la production des centrales nucléaires, et les ressources renouvelables reliées au réseau. À la suite de la première mesure prise par la SIERE visant à faire baisser la production de base excédentaire aux centrales hydroélectriques d'acheminement, la gestion de la production de base excédentaire a eu une incidence importante sur la production hydroélectrique d'OPG en 2013 qui a diminué d'environ 1,7 TWh. L'incidence sur le bénéfice net de la production de base excédentaire des centrales réglementées a été contrebalancée par des comptes d'écarts réglementaires.





Prix de vente moyens et revenus moyens

Les prix de vente moyens et les revenus moyens pour les exercices clos les 31 décembre se présentent comme suit :

(¢/kWh)	2013	2012
PHEO moyen pondéré	**2,6**	2,4
Production nucléaire réglementée[1]	**5,7**	5,5
Production hydroélectrique réglementée[1]	**4,0**	3,5
Production hydroélectrique non réglementée[1]	**2,8**	2,4
Production thermique non réglementée[1]	**2,7**	2,6
Revenus moyens pour OPG[2]	**5,7**	5,2
Revenus moyens pour tous les producteurs d'électricité, sauf OPG[3]	**9,9**	8,6

[1] Les prix de vente moyens correspondent aux ventes de la production nettes ou aux ventes sur le marché au comptant divisées par le volume de production net.

[2] Les revenus moyens d'OPG comprennent les revenus des activités à tarifs réglementés, les revenus par référence au marché et les autres revenus tirés de l'énergie principalement liés aux ententes de recouvrement des coûts à l'égard des centrales Nanticoke, Lambton, Thunder Bay et Lennox, et les revenus tirés des CAE hydroélectriques.

[3] Les revenus des autres producteurs d'électricité correspondent à la somme de la demande horaire en Ontario multipliée par le PHEO, majorée du total des paiements d'ajustements globaux, majorée de la somme des exportations horaires nettes multipliée par le PHEO, diminuée des revenus de production d'électricité d'OPG.

L'augmentation des prix de vente moyens des secteurs réglementés d'OPG au cours de 2013 s'explique par l'approbation par la CEO des nouveaux avenants tarifaires qui sont entrés en vigueur le 1er janvier 2013. Ces avenants ont été établis pour recueillir les montants qui avaient été précédemment comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report. L'incidence sur le bénéfice net de ces avenants tarifaires a été contrebalancée par une augmentation de l'amortissement des actifs incorporels. Pour plus de détails, se reporter aux rubriques *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée* et *Faits nouveaux*.

Les prix de vente moyens des secteurs de production non réglementée d'OPG ont aussi augmenté au cours de 2013, en raison surtout d'une montée du PHEO au cours de 2013 qui s'explique par la hausse de la demande du marché et des prix du gaz naturel plus élevés, en partie contrebalancée par l'augmentation de la production nucléaire non réglementée.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 1 174 millions de dollars en 2013, contre 876 millions de dollars en 2012. Cette augmentation s'explique principalement par :

- des rentrées tirées de la production plus élevées après la mise en application des nouveaux avenants tarifaires établis par la CEO
- la baisse des cotisations volontaires à la caisse de retraite en 2013

- la baisse des achats de combustibles, en partie contrebalancée par
- la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2013.

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations en matière d'intérêts à l'aide de ses flux de trésorerie d'exploitation. La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation s'est établie à 2,8 fois pour 2013 et à 2,2 fois pour 2012. Cette augmentation est surtout attribuable à la hausse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation n'est pas une mesure conforme aux PCGR des États-Unis. Elle ne devrait pas être considérée à titre de substitut au bénéfice net, aux flux de trésorerie d'exploitation ou à toute autre mesure de rendement conforme aux PCGR des États-Unis. OPG est d'avis que cette mesure financière non conforme aux PCGR est un indicateur efficace de son rendement et est conforme à sa stratégie d'exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière. La définition et le rapprochement de la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation sont présentés respectivement aux rubriques *Indicateurs clés de la production et du rendement financier* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Rendement des capitaux propres

Le rendement des capitaux propres (« RCP ») est un indicateur du rendement d'OPG qui convient à ses objectifs d'exercer ses activités de manière à maintenir sa viabilité financière et de préserver la valeur revenant à son actionnaire. Il est mesuré sur une période de douze mois.

Le RCP pour 2013 a été de 1,5 %, comparativement à 4,2 % pour 2012. La diminution pour 2013 tient principalement à la baisse du bénéfice net et à l'augmentation des capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu. La diminution du bénéfice net tient principalement à la baisse du rendement tiré du secteur Production nucléaire réglementée.

Le RCP d'OPG tient compte de la composante capitaux propres relativement élevée de sa structure du capital, par rapport à la structure du capital utilisée par la CEO pour déterminer les tarifs réglementés. La CEO utilise un taux de rendement prescrit fondé sur une structure du capital présumée, qui suppose une composante capitaux propres de 47 % par rapport à celle d'OPG qui est actuellement d'environ 60 %. Le choix de la CEO d'utiliser un taux plus bas a entraîné un recul des prix réglementés, ce qui a diminué le RCP d'OPG. De plus, le RCP témoigne des bénéfices peu élevés, qui sont surtout attribuables aux paiements moins élevés pour le secteur de production nucléaire. Ces paiements sont actuellement insuffisants pour recouvrer la totalité des coûts et dégager un rendement aux niveaux prescrits par la CEO aux prix du marché au comptant de l'électricité peu élevés. Ces bénéfices sont aussi attribuables aux résultats des activités thermiques non réglementées qui ne dégagent actuellement pas le rendement approprié. OPG entreprend des projets visant à augmenter les revenus et à réduire les coûts. Ces initiatives sont analysées à la rubrique *Durabilité financière*.

Le RCP n'est pas une mesure conforme aux PCGR des États-Unis. Il ne devrait pas être considéré à titre de substitut au bénéfice net, aux flux de trésorerie d'exploitation ou à toute autre mesure de rendement conforme aux PCGR des États-Unis. La définition et le rapprochement du RCP sont présentés respectivement aux rubriques *Indicateurs clés de la production et du rendement financier* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Faits nouveaux

Rapport annuel de 2013 de la vérificatrice générale

En décembre 2013, la vérificatrice générale de l'Ontario a publié un rapport présentant un certain nombre de constatations faisant suite à un examen décennal sur les pratiques en matière de ressources humaines d'OPG. Dans de nombreux cas, le rapport fait ressortir des points qu'OPG avait déjà traités. Il éclaire aussi OPG quant à sa manière d'agir face à certains problèmes. OPG a accepté les constatations et s'est engagée à mettre en œuvre un certain nombre d'actions immédiates. OPG s'est aussi engagée à faire rapport ouvertement et rapidement. Les principales actions et mises à jour sont disponibles à l'adresse http://www.opg.com/about/management/open-and-accountable/Pages/auditor-general-report.aspx.

Plan énergétique à long terme de l'Ontario

Le plan énergétique à long terme de l'Ontario de 2013 a été lancé le 2 décembre 2013 en remplacement du plan énergétique à long terme de 2010. Les éléments clés de ce plan ayant une incidence sur OPG sont les suivants :

- La remise en état de la centrale nucléaire Darlington devrait commencer en 2016.
- La centrale nucléaire Pickering devrait rester en service jusqu'en 2020. Une fermeture devancée des unités peut être possible selon la demande en électricité prévue, l'avancement du programme de remise en état du parc de centrales et l'achèvement de la centrale de transformateurs Clarington dans les délais impartis.
- Pour l'instant, l'Ontario n'ira pas de l'avant avec la construction de deux nouveaux réacteurs nucléaires sur le site Darlington. Toutefois, le ministère de l'Énergie travaillera avec OPG afin de conserver le permis d'exploitation du site délivré par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »).
- Le gouvernement encouragera OPG et Hydro One à explorer de nouveaux secteurs d'activité et de nouvelles possibilités d'affaires en Ontario et à l'extérieur de cette province.

L'Ontario échelonnera la mise en service des installations d'énergie éolienne, solaire et bioénergie sur une plus longue période que celle prévue dans le plan énergétique à long terme de 2010, avec une production de 10 700 MW d'ici 2021. De plus, l'Ontario augmentera la cible hydroélectrique pour ajouter 9 300 MW à son portefeuille d'ici 2025.

Pour plus de détails sur la réponse d'OPG au Plan énergique à long terme de 2013, se reporter à la rubrique *Activités de base et stratégie, Excellence des projets*.

Mise hors service des unités alimentées au charbon des centrales thermiques

En mars 2013, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a publié une déclaration signifiant à OPG de cesser l'utilisation du charbon aux centrales Nanticoke et Lambton à la fin de 2013 au plus tard, devançant ainsi l'échéance anticipée du 31 décembre 2014. La centrale Lambton a donc cessé de produire de l'électricité en septembre 2013 et la centrale Nanticoke, en décembre 2013. Les deux centrales sont hors service, ce qui pourrait faciliter une remise en service possible. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique *Activités de base et stratégie, Excellence opérationnelle, Actifs thermiques*.

Demandes d'OPG auprès de la CEO

Règlements de la demande à l'égard du recouvrement des soldes de comptes d'écarts et de report

En mars 2013, OPG a conclu un accord avec des intervenants sur tous les points de sa demande de 2012 visant à obtenir le recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2012. En mars 2013, la CEO a rendu une décision approuvant l'accord. Par la suite, la CEO a publié une ordonnance établissant les nouveaux avenants tarifaires en vigueur à compter du 1er janvier 2013, ce qui a donné lieu à :

- l'approbation d'un montant de 1 234 millions de dollars comptabilisé dans les comptes autorisés au 31 décembre 2012
- un report d'un montant de 34 millions de dollars comptabilisé dans certains comptes au 31 décembre 2012, aux fins d'un examen futur
- la radiation de 7 millions de dollars d'intérêts comptabilisés dans certains comptes au 31 décembre 2012.

À la suite de l'ordonnance de la CEO, l'utilisation des soldes des comptes approuvés a été autorisée sur des périodes de 2 ans à 12 ans à compter du 1er janvier 2013. Certaines de ces périodes sont plus longues que ce qui avait été demandé initialement à la CEO, entraînant un recouvrement prolongé des soldes approuvés. Par exemple, la période de recouvrement autorisée pour le solde du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite est de 12 ans, par rapport à 4 ans dans la demande d'OPG.

L'accord porte aussi sur les points suivants :

- OPG doit aussi créditer les consommateurs d'un montant additionnel de 94 millions de dollars pour la période de 2013 à 2014. Ce crédit est lié à une diminution de l'amortissement des immobilisations corporelles pour la centrale nucléaire Pickering à la suite des modifications apportées aux durées de vie utile des centrales à compter du 31 décembre 2012. OPG doit rembourser 47 millions de dollars par année jusqu'à ce que les nouveaux tarifs réglementés pour la production nucléaire soient fixés compte tenu des durées de vie utile révisées pour les unités de la centrale Pickering.
- OPG a été autorisée à recouvrer 633 millions de dollars sur la période du 1er mars 2013 au 31 décembre 2014. Par sa décision et son ordonnance, la CEO a établi de nouveaux avenants tarifaires pour la production des installations réglementées au cours de la période. Se reporter aux informations de la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée*. L'augmentation des revenus découlant de la mise en œuvre des nouveaux avenants en 2013 a été contrebalancée par une augmentation de l'amortissement des actifs incorporels.
- La CEO a autorisé le maintien des comptes d'écarts et de report existants, y compris le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. La CEO a aussi approuvé l'utilisation des PCGR des États-Unis par OPG à des fins réglementaires.

Centrales hydroélectriques non réglementées : demande relative au coût du service et réglementation pour 2014-2015

En septembre 2013, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin d'obtenir de nouveaux tarifs réglementés du coût du service, dont il est proposé qu'ils soient en vigueur à compter du 1er janvier 2014, pour la production de ses installations hydroélectriques et nucléaires actuellement réglementées. Les tarifs réglementés demandés tiennent compte des répercussions du tunnel de Niagara. En outre, OPG a demandé le maintien du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité existant, avec quelques modifications. La demande d'OPG porte sur une augmentation du tarif réglementé de la production nucléaire, pour le faire passer de 51,52 $/MWh à 69,91 $/MWh, ainsi que sur une augmentation du tarif réglementé de la production hydroélectrique, pour le faire passer de 35,78 $/MWh à 42,31 $/MWh.

La décision quant à la demande d'OPG sera prise par la CEO à la suite d'un processus d'audience publique qui a débuté au quatrième trimestre de 2013 et qui devrait continuer en 2014. Les nouveaux tarifs réglementaires découlant de la demande devraient rester en vigueur au moins jusqu'à la fin de 2015.

De plus, la demande d'OPG vise de nouveaux avenants tarifaires en vigueur à compter du 1er janvier 2015 pour recouvrer des soldes de certains comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2013. Les avenants tarifaires visés seront établis en fonction des soldes de ces comptes au 31 décembre 2013. La demande d'OPG comprend des avenants pour la production nucléaire et la production hydroélectrique de respectivement 1,59 $/MWh et 2,99 $/MWh en fonction des soldes de comptes d'écarts et de report prévus. OPG prévoit demander le recouvrement des montants comptabilisés dans les autres comptes dans le cadre d'une demande ultérieure.

En novembre 2013, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* afin d'assujettir à la réglementation des tarifs 48 centrales hydroélectriques d'OPG actuellement non réglementées, et ce, à compter du 1er juillet 2014. Ces centrales ne sont actuellement pas assujetties à la réglementation des tarifs, ne font pas l'objet d'une CAE avec l'OEO et avaient une capacité de production d'environ 3 110 MW au 31 décembre 2013. Aux termes de la version modifiée du règlement, la CEO doit établir les tarifs de l'électricité produite par ces centrales. La demande d'OPG, déposée en septembre 2013, propose des tarifs réglementés pour l'électricité produite par ces centrales qui seraient en vigueur à compter du 1er juillet 2014. Le tarif visé pour les centrales hydroélectriques nouvellement réglementées est de 47,59 $/MWh.

L'incidence prévue de l'application de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés aux centrales hydroélectriques nouvellement réglementées à compter du 1er juillet 2014 est présentée à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*.

En décembre 2013, la CEO a rendu une ordonnance appuyant la demande d'OPG quant à l'application provisoire des tarifs réglementés du coût du service existants pour les centrales réglementées actuelles à compter du 1er janvier 2014, permettant à OPG de recouvrer les écarts entre les nouveaux tarifs réglementés approuvés et les tarifs courants pour la période du 1er janvier 2014 à la date de publication de l'ordonnance établissant de nouveaux tarifs réglementés.

Lower Mattagami

L'unité additionnelle de la centrale Little Long a été mise en service le 19 janvier 2014, en avance sur la date d'achèvement prévue initialement, soit février 2014. Il s'agit de la première unité additionnelle achevée dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami. Lorsque des unités additionnelles sont mises en service, la société financière Amisk-oo-Skow, propriété exclusive de la Première nation Moose Cree, peut acquérir une participation pouvant aller jusqu'à 25 % des actifs au moyen de son investissement dans Lower Mattagami Energy Limited Partnership. Pour plus de détails sur le projet, se reporter à la rubrique *Activités de base et stratégie, Excellence des projets*.

New Post Creek

En juin 2013, le ministère de l'Énergie a enjoint l'OEO à négocier une entente d'achat d'électricité pour la centrale hydroélectrique New Post Creek de 25 MW, dont la création a été proposée. La centrale devrait être construite au moyen d'un partenariat entre OPG et Coral Rapids Power L.P., filiale en propriété exclusive de la nation Taykwa Tagamo. Pour plus de détails sur ce projet, se reporter à la rubrique *Activités de base et stratégie, Excellence des projets*.

Conversion de la centrale Thunder Bay

En décembre 2013, le ministère de l'Énergie a enjoint à l'OEO de négocier et de conclure un accord visant l'électricité d'une unité de la centrale Thunder Bay qui utilise un biocombustible perfectionné. OPG procède à l'élaboration de plans détaillés visant la modification de la centrale et l'approvisionnement en carburant.

Énergie renouvelable

En juin 2013, le ministère de l'Énergie a publié une directive à l'intention de l'OEO visant le programme de tarifs de rachat garantis dans le cadre du programme d'énergie renouvelable de la Province. Aux termes de cette directive, OPG est autorisée à participer au processus d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable.

Décision de la Cour d'appel sur le règlement de la CEO

En juin 2013, la Cour d'appel de l'Ontario a accepté qu'OPG appelle de la décision de la Cour divisionnaire de l'Ontario relativement à la décision de mars 2011 de la CEO, qui rejetait la demande de recouvrement d'une partie des coûts de rémunération des centrales nucléaires d'OPG à même les tarifs réglementés. Par conséquent, la décision de la CEO a été suspendue, et l'affaire a été renvoyée à la CEO pour une nouvelle audience. Au troisième trimestre de 2013, la CEO a demandé l'autorisation de faire appel devant la Cour suprême du Canada. En octobre 2013, OPG a présenté des arguments à l'appui. La décision de la Cour suprême est attendue au début de 2014.

ACTIVITÉS DE BASE ET STRATÉGIE

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon fiable et rentable au moyen de son portefeuille diversifié d'actifs de production, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. La mission d'OPG est d'être le producteur d'électricité à faibles coûts de l'Ontario en poursuivant trois grandes stratégies :

- Excellence opérationnelle
- Excellence des projets
- Durabilité financière.

Excellence opérationnelle

OPG est engagée envers l'excellence dans les domaines de la production, de l'environnement et de la sécurité. L'excellence opérationnelle aux centrales nucléaires, hydroélectriques et thermiques d'OPG est réalisée par la production d'électricité sécuritaire, fiable et économique.

Actifs de production nucléaire

L'excellence opérationnelle aux centrales nucléaires d'OPG se définit par la production d'électricité sécuritaire, fiable et économique. Les quatre piliers des activités nucléaires sont la sécurité, la fiabilité, la performance humaine et l'optimisation des ressources. La sécurité des employés, la sécurité environnementale et la sécurité nucléaire sont les grandes priorités. Les installations nucléaires continuent à faire preuve d'une performance solide et d'amélioration continue dans ces secteurs par rapport aux références de l'industrie.

Les pratiques et les processus nucléaires sont régulièrement comparés à ceux d'autres centrales nucléaires de haut niveau dans le monde. Cela permet à OPG d'identifier, d'élaborer et de prendre des mesures pour continuer d'améliorer la performance. Les faits nouveaux de 2013 sont les suivants :

- En juillet, la centrale nucléaire Pickering a obtenu la meilleure évaluation sur la sécurité et la performance de son histoire par ses pairs.
- En août, la CCSN a présenté son évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada pour 2012. Les deux centrales nucléaires, soit Pickering et Darlington, ont reçu des cotes de sécurité positives du personnel de la CCSN, la centrale Darlington ayant atteint la cote de sécurité la plus élevée.

Darlington a aussi reçu une excellente évaluation en matière de sûreté et de performance de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires en 2012. Selon cette évaluation, la centrale nucléaire Darlington est l'une des centrales les plus performantes au monde. Ces réalisations démontrent les efforts déployés par OPG en matière de sûreté ainsi que son engagement envers l'excellence opérationnelle et la fiabilité.

À la suite de l'accident de Fukushima Daiichi, OPG a confirmé que ses centrales étaient sûres et que des systèmes et des procédures sont en place pour répondre aux situations d'urgence. En 2013, un examen systématique et une vérification des niveaux de défense en réponse aux dangers externes ont été réalisés. L'examen a montré les éléments suivants :

- Les systèmes de sûreté nucléaire et les nombreux systèmes d'alimentation de secours en place sont efficaces.
- La conception actuelle des centrales est robuste et les centrales sont en mesure de résister à des événements externes extrêmes.

L'examen fait aussi état de recommandations visant à améliorer la marge de sécurité et à être préparé à des événements inattendus sortant du cadre des événements exceptionnels dont il a déjà été tenu compte lors de la conception des centrales.

Le plan d'action mis en place par OPG en réaction à l'accident de Fukushima est conforme au Plan d'action intégré de la CCSN faisant suite à l'accident de Fukushima. La mise en œuvre de ce plan comprend un certain nombre d'améliorations clés en matière de sûreté donnant les moyens supplémentaires à OPG d'augmenter sa flexibilité pour répondre à des événements externes inattendus et extrêmement peu probables qui pourraient avoir une incidence sur plusieurs unités en même temps. En 2013, OPG a soumis à la CCSN son plan d'action qui reprend la plupart des points du Plan d'action intégré de la CCSN applicables à OPG. OPG prévoit avoir terminé la mise en œuvre de toutes les mesures à prendre en 2015, et un petit nombre de travaux restant sera terminé en 2016.

OPG s'efforce d'exploiter et de maintenir ses installations nucléaires de façon à optimiser l'équipement, la performance, la disponibilité et les résultats. Une fiabilité accrue de l'équipement contribue généralement à accroître la sûreté nucléaire et à réduire les interruptions. OPG continue d'investir pour améliorer la performance de la centrale nucléaire Pickering jusqu'en 2020 en visant plus particulièrement la mise en œuvre des modifications à apporter à l'équipement, l'amélioration en matière de fiabilité de la manipulation de combustibles, la diminution des retards en raison d'équipements brisés ou endommagés et l'achèvement de 3 000 bons de travail portant sur des travaux de priorité élevée ou critiques. Les investissements dans la centrale Pickering permettront d'assurer un approvisionnement en électricité fiable pour l'Ontario pendant que les réacteurs de Darlington seront remis en état. OPG a constaté que ces efforts ont porté fruit, y compris les évaluations techniques et celles portant sur la recherche qui permettent l'exploitation des unités de façon sécuritaire et fiable sur une plus longue période. OPG élabore des stratégies portant sur les ressources afin d'optimiser la main-d'œuvre jusqu'à la fin des activités commerciales de Pickering, qui est prévue en 2020, jusqu'à la fin de la période de stockage sécuritaire.

L'exécution ordonnée des interruptions demeure une grande priorité. OPG continue d'améliorer la planification, l'exécution et la surveillance du travail réalisé pendant les interruptions. Les programmes d'inspection et d'essais nucléaires sont définis dans une large mesure par les obligations de maintenance et les obligations réglementaires. Ces programmes visent à assurer que l'équipement fonctionne de façon fiable et sécuritaire. Les programmes d'interruptions planifiées des unités 5 à 8 des centrales Pickering au cours des cinq prochaines années démontrent aussi l'objectif d'OPG de prolonger la durée de service de ces unités d'environ quatre à six ans. Des activités de planification sont aussi en cours et continueront en 2014 en vue d'un arrêt du bâtiment sous vide de la centrale Darlington prévu en 2015.

La conformité des processus et des procédures est suivie et gérée pour renforcer une culture forte en matière de sécurité et de performance aux centrales nucléaires. OPG continue de mettre en œuvre des programmes de formation dans le but d'améliorer le rendement des employés et de promouvoir le développement du leadership.

Des solutions qui représentent la combinaison optimale en matière de sécurité, de coûts, de qualité, et des objectifs financiers stimulants d'après une analyse comparative exhaustive représentent toujours une partie essentielle de la stratégie d'OPG visant à améliorer le rendement des centrales nucléaires et des employés. Les cibles de dotation en personnel continuent d'être révisées et ajustées au besoin pour réduire les coûts d'exploitation, sans jamais compromettre la sécurité.

Depuis 2012, les centrales nucléaires Pickering sont exploitées comme une seule centrale formée de six unités. Le regroupement opérationnel des centrales nucléaires Pickering A et B permet d'assurer l'efficience. OPG a réussi à regrouper les services de gestion des travaux, de maintenance et de planification opérationnelle, intégrant pleinement les deux centrales Pickering.

En 2012, OPG a déposé une demande auprès de la CCSN pour obtenir un permis d'exploitation collectif de cinq ans qui combine les permis d'exploitation des centrales Pickering A et B. À la suite des audiences publiques tenues par la CCSN relativement à la demande d'OPG, la CCSN a approuvé ce permis en août 2013. Cette décision appuie l'intention d'OPG d'exploiter les unités 5 et 8 des centrales Pickering jusqu'en 2020. Un point d'arrêt réglementaire a été ajouté au permis relativement aux canaux de combustibles et aux dates de fin de vie initiales des unités 5 et 8 des centrales Pickering. Pour satisfaire à ces exigences de la CCSN et lever le point d'arrêt réglementaire, OPG doit fournir les résultats d'évaluations de sûreté supplémentaires dans le cadre d'une audience qui aura lieu ultérieurement et à laquelle le public participera. Les mesures visant à lever le point d'arrêt sur le permis de Pickering sont en cours comme prévu.

En février 2013, la CCSN a approuvé le renouvellement du permis d'exploitation de la centrale nucléaire Darlington pour la période du 1er mars 2013 au 31 décembre 2014. Le 13 décembre 2013, OPG a soumis une demande de renouvellement de permis qui porte sur la période des travaux de remise en état. L'audience de la CCSN est prévue en 2014.

Au cours de 2013, une augmentation des jours d'interruption planifiée aux centrales Pickering et Darlington a eu des répercussions sur la production des centrales nucléaires ainsi que sur leur fiabilité. Se reporter aux rubriques *Faits saillants*, *Production d'électricité* et *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité, Production nucléaire réglementée*.

Actifs de production hydroélectrique

Les secteurs de la production hydroélectrique s'efforcent de produire de l'électricité de manière sûre, fiable, économique et responsable sur le plan de l'environnement.

Ces secteurs poursuivent les objectifs suivants :

- Maintenir et améliorer les actifs existants pour en assurer le fonctionnement à long terme
- Exploiter les installations et en faire la maintenance de manière efficace et économique
- Miser sur l'expansion des centrales, lorsque cela est économique
- Maintenir et améliorer la fiabilité et la performance lorsqu'il est possible et économique de le faire
- Maintenir un excellent bilan en matière de sécurité des employés et s'assurer que toutes les lois sont respectées
- Chercher constamment à s'améliorer dans les secteurs de la sécurité publique pour ce qui est des barrages et des voies navigables et de la performance environnementale
- Établir des relations avec les Premières nations et les Métis, et chercher à les développer.

En tenant compte de la conjoncture actuelle et future, OPG continue d'évaluer et de mettre en œuvre des plans pour accroître la capacité, maintenir le niveau de performance et prolonger la durée de vie de ses actifs de production hydroélectrique. Ces plans devraient être accomplis au moyen de la remise en état ou du remplacement des roues, des générateurs, des transformateurs, et des dispositifs de protection et de contrôle des turbines actuelles, de même que de l'accroissement de la capacité et de l'efficience de certaines centrales d'environ 44 MW au cours des

cinq prochaines années. OPG planifie aussi de réparer, de rénover ou de remplacer un certain nombre de structures civiles désuètes au cours des cinq prochaines années.

En 2013, OPG a continué de mettre en œuvre bon nombre de projets et a achevé d'importantes réparations d'équipement ainsi que la réfection de plusieurs centrales, notamment :

- la remise en état de l'unité 3 de la centrale Sir Adam Beck 1, ce qui augmente la capacité de la centrale, qui passe de 46 MW à 55 MW
- la mise à jour des roues des turbines et la réfection du générateur de l'unité 1 de la centrale Des Joachims
- le remplacement des systèmes de contrôle et de surveillance de 26 centrales
- la réfection du barrage en béton de la centrale Chats Falls.

Les centrales hydroélectriques d'OPG ont enregistré la meilleure performance environnementale de leur histoire en 2013. Les déversements ont été minimes pour l'environnement et plusieurs projets d'amélioration de l'efficience ont été achevés.

Une commission d'examen experte dans la sécurité des barrages, composée d'experts reconnus à l'échelle internationale, a conclu que le programme d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique répondait aux meilleures pratiques internationales sur un certain nombre de points visant à assurer l'exploitation sécuritaire des barrages.

OPG continue d'élaborer une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques au nom de la Province par l'intermédiaire du ministère des Richesses naturelles de l'Ontario afin d'établir un ordre de priorité pour les constatations ressorties des évaluations de la sécurité des barrages et d'en gérer les risques relevés. Cette approche sera d'une grande utilité en matière de sécurité et de coûts pour les prochaines mises à niveau de l'infrastructure existante.

La sécurité des employés et du public demeure la priorité absolue. Les programmes de sécurité sont fondés sur le processus de systèmes gérés et les évaluations de risques techniques des systèmes d'usine selon les meilleures pratiques en santé et sécurité au travail. Grâce à ces systèmes et évaluations, OPG est en mesure de montrer la grande importance qu'elle accorde aux investissements dans les plans de travail, à la formation du personnel et au matériel à risque. Ces investissements visent à atténuer et à éliminer les questions touchant la santé, la sécurité et la production à ses centrales.

Dans le cadre de son projet de transformation des activités, les activités des actifs hydroélectriques et thermiques d'OPG dans le nord-ouest de l'Ontario seront regroupées en une seule organisation à compter de janvier 2014. Ce regroupement permettra de réduire le nombre de hauts dirigeants, de fusionner les fonctions de présentation de l'information financière et de soutien centralisé et de créer des possibilités pour utiliser les ressources de manière plus efficace. Ce changement devrait entraîner une augmentation de l'efficience et des économies de coûts.

Actifs thermiques

Les centrales thermiques d'OPG fonctionnent en tant qu'installations à capacité de pointe, selon la demande d'électricité. Les unités thermiques peuvent être mises en marche et à l'arrêt grâce à la souplesse de leur capacité installée. Cela permet au réseau d'électricité de l'Ontario de disposer de la souplesse voulue pour répondre aux variations quotidiennes de la demande et de la capacité sollicitée du réseau, et pour élargir le portefeuille de production renouvelable de l'Ontario.

Au cours du premier trimestre de 2013, OPG et la SIERE ont conclu un contrat de fiabilité impérative pour une unité de la centrale Thunder Bay, pour la période du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2013. Le contrat avait été approuvé par la CEO en juillet 2013, et a généré des revenus additionnels d'environ 40 millions de dollars au cours de 2013.

Pour faire suite à la déclaration du ministère de l'Énergie en mars 2013, OPG a mis hors service les dernières unités alimentées au charbon de la centrale Lambton le 20 septembre 2013, et celles de la centrale Nanticoke, le

31 décembre 2013. OPG donne à ces unités le statut d'unités de réserve, se gardant ainsi la possibilité de les convertir à l'avenir au gaz naturel ou à la biomasse si cela s'avérait nécessaire. OPG cherchera à recouvrer les coûts engagés pour conserver la possibilité de convertir ces unités ultérieurement. Les centrales thermiques converties offriront au système électrique de l'Ontario le même genre de souplesse continue de démarrage et d'arrêt quotidiens, et de suivi de charge afin de répondre plus rapidement aux besoins du réseau, et compléter les sources d'énergie renouvelable non acheminables.

En 2009, OPG a conclu une entente de soutien d'urgence avec la SFIEO permettant aux centrales Lambton et Nanticoke de recevoir des revenus suffisants pour recouvrer leurs coûts directs réels et rembourser les dépenses en immobilisations par la récupération de l'amortissement jusqu'en décembre 2014. Cette entente permet à OPG de continuer d'assurer l'efficacité de l'approvisionnement et la fiabilité du réseau, en respectant l'établissement de cibles ou de plafonds d'émissions de CO_2 conformément aux bonnes pratiques des services publics. À la suite de la déclaration des actionnaires publiée en mars 2013 signifiant à OPG de cesser l'utilisation du charbon aux centrales Nanticoke et Lambton à la fin de 2013 au plus tard, devançant l'échéance du 31 décembre 2014, OPG et la SFIEO ont apporté une modification à l'entente de soutien d'urgence. Aux termes de cette modification, une résiliation anticipée de l'entente est permise et OPG peut continuer à recouvrer les coûts réels qui ne peuvent être raisonnablement évités ou réduits, pendant la période entre la date de fermeture devancée et la fin de 2014. Le 1er novembre 2013, la SFIEO a donné un préavis par écrit selon lequel elle mettrait fin à l'entente de soutien d'urgence à compter du 31 décembre 2013, précipitant ainsi l'élaboration d'une modification permettant à OPG de recouvrer certains coûts au cours de 2014.

À la suite de la mise hors service des unités alimentées au charbon, OPG a estimé les coûts de restructuration, y compris les coûts des indemnités de départ et de la réaffectation à d'autres installations d'OPG. Au cours de 2013, OPG a comptabilisé 50 millions de dollars au titre des indemnités de départ associées à la fermeture d'unités aux centrales Atikokan, Thunder Bay, Lambton et Nanticoke. Les coûts de réaffectation seront comptabilisés à mesure qu'ils seront engagés, surtout en 2014. Ces coûts ne sont pas recouvrables aux termes de l'entente de soutien d'urgence puisqu'ils se rapportent aux centrales Lambton et Nanticoke.

En 2014, la production des unités alimentées au charbon se limitera à la production minimum d'une seule unité à la centrale Thunder Bay, dont la mise hors service est prévue le 31 décembre 2014. Des plans de conversion d'une unité visant l'utilisation d'un biocombustible perfectionné à la centrale Thunder Bay ont commencé, conformément aux directives adressées par les actionnaires à l'OEO en décembre 2013. Après la conversion, la centrale devrait avoir une capacité en service de 150 MW.

En 2012, la Province a annoncé le déplacement du projet de centrale alimentée au gaz Greenfield South de Mississauga vers une petite parcelle du site de la centrale Lambton. En 2013, un nouvel emplacement a été trouvé pour Greenfield South, annulant l'option de la centrale Lambton.

La sécurité des employés et du public demeure la priorité absolue du secteur de la production thermique. Les programmes de sécurité sont fondés sur le processus de systèmes gérés et les évaluations de risques techniques des systèmes d'usine selon les meilleures pratiques en santé et sécurité au travail. En se servant de ces systèmes et évaluations, OPG montre la grande importance qu'elle accorde aux investissements dans les plans de travail, à la formation du personnel et au matériel à risque. Ces investissements visent à atténuer et à éliminer les questions touchant la santé, la sécurité et la production à ses centrales.

Performance environnementale

La politique environnementale d'OPG prévoit qu'« OPG doit respecter toutes les exigences légales et tous les engagements environnementaux qu'elle prend, dans le but de surpasser ces exigences légales s'il convient de le faire sur le plan des affaires ». Aux termes de cette politique, OPG s'engage à :

- établir et maintenir un système de gestion environnemental
- travailler pour prévenir ou atténuer les répercussions néfastes sur l'environnement dans un but à long terme d'amélioration continue
- maintenir ou, s'il convient de le faire sur le plan des affaires, régénérer les milieux naturels d'importance et les espèces menacées connexes.

Les objectifs clés en matière de performance environnementale s'enchâssent eux aussi dans le processus de planification commerciale annuelle d'OPG. La performance est suivie et communiquée aux parties prenantes internes et externes.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux organismes de réglementation, dont le ministère de l'Environnement de l'Ontario, Environnement Canada et la CCSN. Le public reçoit aussi des communications régulières concernant la performance environnementale d'OPG. OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et de communication de l'information afin de gérer les risques environnementaux, tels les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, les rejets, les déversements, le traitement des émissions radioactives et les déchets radioactifs. De plus, OPG continue de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre d'un programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols.

En 2013, OPG gérait les émissions atmosphériques d'oxydes d'azote (« NO_x ») et de dioxyde de soufre (« SO_2 ») en utilisant de l'équipement spécialisé comme des épurateurs-laveurs, des brûleurs à faible émission de NO_X et de l'équipement de réduction catalytique sélective, et en achetant du combustible à faible teneur en soufre. Pour les exercices clos les 31 décembre, les émissions de CO_2 et de gaz acides (SO_2 et NO_x) pour les centrales alimentées au charbon d'OPG ont été les suivantes :

	2013	2012
CO_2 *(millions de tonnes)*	**3,2**	4,3
SO_2 et NO_x *(gigagrammes)*	**14,8**	16,1

La réduction d'émissions de CO_2 et de gaz acides découle de la baisse de la production à partir du charbon en 2013. À la suite de la demande du ministère de l'Énergie, OPG a mis hors service les dernières unités alimentées au charbon des centrales Nanticoke et Lambton en 2013. En 2014, la production à partir du charbon devrait se limiter à la production minimum d'une seule unité à la centrale Thunder Bay.

Au chapitre de l'environnement, OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés en 2013 pour ce qui est des déversements, des infractions, de la production de déchets faiblement ou moyennement radiologiques, d'émissions dans l'atmosphère (tritium, carbone 14, CO_2 et gaz acides) et dans l'eau (tritium). En 2013, OPG a remplacé de nombreux systèmes de gestion environnementale existants par un seul nouveau système de gestion environnementale à l'échelle de la Société. À la suite de l'achèvement d'un audit de ce nouveau système en 2013, et dont les résultats étaient concluants, OPG a respecté toutes les recommandations visant à conserver sa certification ISO 14001 pour le système de gestion environnementale.

À compter du 1er juillet 2015, le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* du gouvernement fédéral imposera une limite annuelle de 420 Mg CO_2/GWh pour les émissions des centrales alimentées au charbon ayant atteint la fin de leur durée de vie utile. Ce règlement ne devrait pas avoir d'incidence sur la mise hors service des unités alimentées au charbon des centrales Nanticoke et Lambton prévue par OPG. Il semble donc improbable que cette exigence ait une incidence sur la capacité d'OPG de convertir les centrales au charbon, soit à la biomasse ou au gaz naturel.

En janvier 2013, le ministère de l'Environnement de l'Ontario a publié le « Document de travail sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre en Ontario ». Le document de travail lançait un processus de consultation sur les principaux éléments d'un plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES »). OPG a commenté le

document de travail du ministère de l'Environnement en avril 2013. Les règlements provinciaux actuels exigent que les installations qui rejettent 25 000 Mg ou plus d'équivalents-CO_2 surveillent, mesurent et déclarent leurs émissions. OPG se conformera aux exigences et continuera de surveiller l'avancement du plan de réduction des émissions de GES. Pour diminuer davantage ses émissions de GES, OPG se tourne vers les biocombustibles.

Sécurité

OPG s'est engagée à réaliser une excellente performance en matière de sécurité et à chercher constamment à s'améliorer pour atteindre son objectif de zéro blessure. La performance en matière de sécurité se mesure à l'aide de deux indicateurs primaires :

- le taux de gravité des accidents
- le taux d'accidents avec blessures.

Dans l'ensemble, la performance en matière de sécurité d'OPG demeure constamment parmi les meilleures des entreprises canadiennes de services publics d'électricité comparables. En novembre 2013, l'Association canadienne de l'électricité a souligné le classement d'OPG dans le premier quartile des comparables en 2012.

	2013	2012
Taux d'accidents avec blessures *(blessures par 200 000 heures travaillées)*	**0,61**	0,63
Taux de gravité des accidents *(jours perdus par 200 000 heures travaillées)*	**0,94**	2,40

Selon sa performance en matière de sécurité de 2013, qui a été solide, OPG devrait continuer de figurer parmi les meilleures entreprises canadiennes de services publics d'électricité comparables.

OPG demeure constante dans son engagement envers l'excellence en matière de sécurité, forte de sa solide culture de sécurité et en continuant d'améliorer les systèmes de gestion de la sécurité. En 2013, OPG a terminé le développement d'un système de gestion de la santé et de la sécurité intégrées ainsi que de procédures de contrôle du risque opérationnel. Cette initiative s'inscrit dans le cadre du projet de transformation des activités d'OPG et a été menée à bien en tirant parti des meilleures pratiques d'OPG en matière de simplification de la gouvernance en matière de sécurité et de standardisation des exigences en matière de sécurité dans l'ensemble de la Société.

Les entrepreneurs d'OPG devraient aussi maintenir un niveau de sécurité équivalent à celui des employés d'OPG. En 2013, OPG a retenu les services d'un tiers pour renforcer la rigueur de l'évaluation des programmes de sécurité des entrepreneurs avant qu'ils soient admissibles à travailler sur les sites d'OPG.

Excellence des projets

OPG a entrepris plusieurs projets de développement de la capacité de production. Les principaux projets d'OPG comprennent la remise en état de Darlington, l'aménagement de nouvelles installations hydroélectriques et l'agrandissement de centrales existantes ainsi que la conversion possible d'autres centrales alimentées au charbon à des combustibles de remplacement.

Suivi des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2013 :

Projet	Dépenses en immobilisations		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	Suivi
(en millions de dollars)	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Remise en état de la centrale Darlington	431	793			Une estimation détaillée des coûts et de l'échéancier pour la remise en état des quatre unités devrait être disponible en 2015. Se reporter à la mise à jour ci-après.
Tunnel de Niagara	87	1 459	1 600	Décembre 2013	Terminé et déclaré en service en mars 2013, en deçà du budget approuvé et avant la date d'achèvement du projet approuvée.
Lower Mattagami	629	1 982	2 600	Juin 2015	Première unité additionnelle mise en service en janvier 2014. Le projet respecte le budget et l'échéancier. Se reporter à la mise à jour ci-après.
Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité[1]	21[1]	167[1]			Période d'examen public pour l'approbation de l'évaluation environnementale (« EE ») et le permis de préparation de l'emplacement et de construction close en mai 2013. La période d'examen public pour l'EE et le permis a eu lieu au cours du deuxième semestre de 2013. Activités de conception suspendues jusqu'à l'émission du permis par la commission d'examen conjoint.
Conversion à la biomasse d'Atikokan	85	144	170	Août 2014	Construction en cours. Le projet respecte le budget et l'échéancier. Se reporter à la mise à jour ci-après.

[1] Les dépenses sont financées par l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires.

Remise en état de la centrale Darlington

Selon les prévisions de conception initiale, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2019 et 2020. Les travaux de remise en état visent à prolonger d'environ 30 ans la durée de vie de la centrale. En 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de définition du projet. Cette phase comprend l'organisation du projet, la définition de l'étendue des travaux, les étapes d'ingénierie techniques, de planification et d'estimation, l'approvisionnement de certains éléments à long délai de livraison, la conclusion des contrats clés et la mise à niveau des installations et de l'infrastructure. Le coût de la remise en état des quatre unités de Darlington est actuellement estimé à moins de 10 millions de dollars, compte non tenu des intérêts capitalisés et de la hausse des prix. Le projet devrait être terminé d'ici 2025. Une estimation détaillée des coûts et de l'échéancier pour la remise en état des quatre unités devrait être disponible en 2015. En 2016, l'interruption de la première unité débutera pour qu'OPG commence la remise en état de cette unité.

La CCSN a établi des exigences réglementaires en matière de prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires. Conformément à ces exigences, OPG devait réaliser une série d'évaluations pour le projet de remise en état de la centrale Darlington. Les étapes clés sont les suivantes :

- En mars 2013, à la suite des audiences publiques qui ont eu lieu en 2012, la CCSN a publié une décision sur l'EE portant sur la remise en état de la centrale Darlington, confirmant qu'en prenant en compte les mesures d'atténuation des risques recensés, il est peu probable que la remise en état et la poursuite de l'exploitation de la centrale Darlington aient des retombées importantes sur l'environnement.
- En avril 2013, l'EE a depuis été contestée par voie de demande d'examen judiciaire à la Cour fédérale du Canada au motif que le rapport de la commission d'examen conjoint ne satisfait pas aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et que l'audience a privé les demandeurs de certains droits procéduraux. Une audience est attendue en 2014.
- En juillet 2013, OPG a reçu l'évaluation de l'examen intégré de la sûreté (« EIS ») du personnel de la CCSN, qui a confirmé que l'EIS est conforme aux exigences réglementaires.
- En décembre 2013, OPG a soumis un rapport d'évaluation global et un plan de mise en œuvre intégré, qui comprennent les résultats importants de l'EE et de l'EIS.

Au 31 décembre 2013, OPG a attribué des contrats évalués à environ 1,5 milliard de dollars se rapportant à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Ces contrats contiennent des clauses suspensives et des clauses de résiliation. Les contrats les plus importants comprennent le contrat pour l'exécution de travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation et le contrat relatif aux turbogénératrices. Le contrat pour l'exécution des travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation a été signé en 2012 avec une coentreprise composée de SNC-Lavalin Nuclear Inc. et du Groupe Aecon Inc. En mars 2013, OPG a attribué un contrat relatif aux turbogénératrices pour la fourniture d'équipement et la prestation de services techniques à Alstom Energie & Transport Canada Inc. Le contrat est évalué à environ 350 millions de dollars.

En décembre 2013, OPG a conclu un contrat relatif au nettoyage des circuits primaires et secondaires des générateurs de vapeur. Le contrat relatif aux services d'intégration et d'ingénierie et aux travaux d'installation sur le terrain liés aux turbogénératrices a été conclu en février 2014.

La conception et la construction des centrales et les projets d'infrastructure exigés pour la remise en état de la centrale Darlington et la poursuite de ses activités avancent bien. Cela comprend la remise en état du réseau d'alimentation en eau et d'égouts, des modifications du réseau électrique du site, la construction d'installations pour le projet et les entrepreneurs, ainsi que l'ajout d'une capacité de stockage de l'eau lourde.

Le complexe énergétique Darlington (le « complexe ») a été mis en service en juin 2013. Celui-ci comprendra un bâtiment pour la formation et pour la conception de maquettes de réacteur, un entrepôt et des bureaux afin de soutenir le projet de remise en état de la centrale Darlington. La construction d'un bâtiment destiné à la conception d'une maquette de réacteur pleine grandeur a commencé en mai 2013. La construction d'un bâtiment destiné à la conception de maquettes et au développement d'outillage spécialisé font partie intégrante de la stratégie d'OPG visant à assurer la fiabilité de l'étendue, de l'échéancier et des coûts du projet. Le bâtiment destiné à la conception de maquettes a été terminé au cours du premier trimestre de 2014, en avance sur l'échéancier; ce bâtiment est maintenant en préparation pour l'essai de l'outillage et la formation. La conception et la fabrication d'outillage pour les travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation avancent parallèlement à la construction du bâtiment destiné à la conception de maquettes, et sont en bonne voie d'être terminés en 2015.

Tous les projets préalables relatifs aux bâtiments et à l'infrastructure devraient être terminés avant le début de la remise en état de la première unité au quatrième trimestre de 2016.

Nouvelles unités de production nucléaire

Dans son plan énergétique à long terme de 2013, le gouvernement de l'Ontario a indiqué qu'il n'ira pas de l'avant avec la construction de deux nouveaux réacteurs nucléaires sur le site Darlington. Toutefois, le ministère de l'Énergie travaillera avec OPG afin de conserver le permis d'exploitation du site délivré par la CCSN. À ce titre, OPG entreprend les activités requises pour appuyer l'EE et conserver le permis existant.

En 2012, le permis de préparation de l'emplacement qui accueillerait les nouvelles unités de production nucléaire à la centrale Darlington et l'EE du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale Darlington ont été contestés par voie de demande d'examen judiciaire, qui a eu lieu en novembre 2013. Une décision est attendue en 2014.

En 2012, OPG a conclu des conventions de services avec Westinghouse et SNC-Lavalin/CANDU Énergie visant la préparation de plans de construction, de calendriers et d'estimations de coûts pour les nouvelles unités de production nucléaire qui pourraient être ajoutées à la centrale Darlington. Les propositions des deux vendeurs ont été envoyées à un comité d'examen composé de représentants d'OPG, du ministère de l'Énergie, du ministère des Finances et d'Infrastructure Ontario en juin 2013. Les résultats préliminaires de l'évaluation des propositions ont ensuite été transmis au ministère de l'Énergie en septembre 2013 et les résultats finaux, en novembre 2013.

Tunnel de Niagara

En mars 2013, le tunnel de Niagara, d'une longueur de 10,2 kilomètres, a été déclaré en service, plus de neuf mois environ avant la date d'achèvement du projet approuvée, soit décembre 2013. Le tunnel offre une capacité de dérivation d'eau supplémentaire d'environ 500 mètres cubes par seconde et accroîtra la production annuelle des centrales Sir Adam Beck d'environ 1,5 TWh en moyenne, selon le débit d'eau. Les coûts totaux du projet à son achèvement devraient être d'un peu moins de 1,5 milliard de dollars, par rapport au budget approuvé de 1,6 milliard de dollars.

Lower Mattagami

Le projet de la rivière Lower Mattagami augmentera la capacité de production des quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami de 438 MW. Le projet devrait se terminer en juin 2015 au plus tard en respectant le budget approuvé de 2,6 milliards de dollars.

L'unité additionnelle de 67 MW de la centrale Little Long a été mise en service le 19 janvier 2014, en avance sur la date d'achèvement prévu initialement, soit février 2014. Il s'agit de la première unité additionnelle achevée dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami.

Sur le site Harmon, la construction était presque terminée au cours du quatrième trimestre de 2013 et le processus de mise en service a commencé. L'unité additionnelle de 78 MW de la centrale Harmon devrait être mise en service au cours du deuxième trimestre de 2014.

En décembre 2012, une brèche a été constatée dans une section du batardeau installé au site Kipling. OPG a élaboré un plan de réparation de la brèche et l'a mis en œuvre avec succès, et la construction sur le site a repris en mai 2013. La construction continue sur les sites Smoky Falls et Kipling; les activités de mise en service devraient commencer sur les deux sites au cours du deuxième semestre de 2014.

Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité

En 2010, OPG a approuvé le démarrage de la phase de conception détaillée du projet de Dépôt géologique en profondeur pour la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, qui servira à gérer ces déchets provenant des centrales nucléaires d'OPG.

L'audience publique sur l'EE et le permis pour la préparation et la construction s'est tenue au cours du deuxième semestre de 2013. OPG a fait de nombreuses présentations à la commission d'examen conjoint et a répondu à de nombreuses questions de la part de la commission, y compris des questions et des requêtes émanant du public. À la suite de cette audience, OPG a reçu des demandes de renseignements additionnelles, qui doivent être traitées avant la finalisation du compte rendu de l'audience publique. OPG prévoit fournir les réponses à la commission au cours du premier semestre de 2014. La commission devrait ensuite transmettre un rapport et des recommandations sur l'EE au ministère de l'Environnement dans les 90 jours suivant la clôture du dossier d'audience. La décision du ministère de l'Environnement devrait être connue dans les 120 jours suivant l'envoi du rapport.

OPG a suspendu les activités de conception jusqu'à l'émission du permis de préparation de l'emplacement et de construction par la commission d'examen conjoint qui est attendu au cours du premier semestre de 2015. Lorsque la phase de conception détaillée, l'élaboration d'une estimation sur la qualité de la production et la consultation en cours avec la Nation des Ojibway Saugeen seront terminées, OPG ira de l'avant avec la construction. La date de mise en service du dépôt géologique en profondeur devrait avoir lieu six ou sept ans après le début de la construction.

Conversion d'Atikokan

OPG procède à la conversion à la biomasse de la centrale alimentée au charbon Atikokan. Après la conversion, la centrale devrait avoir une capacité de 200 MW. La construction de deux silos de stockage a été terminée au cours de 2013. En outre, l'ensemble des 15 brûleurs, dont la conception a été modifiée, ont été installés et la mise en service des systèmes de combustion a commencé. Le projet de conversion, dont le budget autorisé est de 170 millions de dollars, devrait se terminer en août 2014. OPG et l'OEO ont conclu une CAE à la biomasse pour la centrale Atikokan en 2012.

New Post Creek

En juin 2013, le ministre de l'Énergie a enjoint l'OEO à négocier une entente d'achat d'électricité pour la centrale hydroélectrique New Post Creek de 25 MW, dont la création est proposée. La période d'audience publique pour l'EE s'est terminée en janvier 2014. OPG et son partenaire, Coral Rapids Power L.P., s'emploient à répondre aux commentaires reçus pendant la période d'examen pour terminer le processus de l'EE.

Durabilité financière

À titre d'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser constamment un niveau de performance financière qui assure un rendement financier durable à long terme et de maintenir la valeur de ses actifs pour son actionnaire, la province d'Ontario. Cette priorité comporte trois objectifs :

- améliorer la rentabilité en augmentant les revenus
- accroître l'efficience et réduire les coûts
- assurer une solide situation financière qui améliore la capacité d'OPG à continuer de financer ses activités et ses projets de développement de la capacité de production.

Croissance des revenus

La stratégie en matière de revenus d'OPG est axée sur la croissance des revenus, tout en tenant compte des répercussions sur les consommateurs ontariens. Actuellement, OPG dispose de plusieurs sources de revenus, notamment :

- revenus tirés des activités réglementées des centrales nucléaires et de la plupart des centrales hydroélectriques de base
- revenus tirés des activités non réglementées et fondés sur les prix du marché au comptant pour la production de certaines installations hydroélectriques non réglementées
- revenus tirés des CAE et des conventions de recouvrement des coûts pour le reste de ses installations non réglementées
- revenus autres que de production.

L'électricité produite par les centrales visées par règlement est assujettie à des tarifs réglementés. Les objectifs d'OPG consistent à démontrer clairement que les coûts associés à ses activités à tarifs réglementés sont engagés de façon prudente et qu'ils devraient être recouvrés en entier, et qu'OPG dégage un rendement approprié de ses actifs réglementés. La décision de la CEO portant sur la demande d'OPG de nouveaux tarifs réglementés en vigueur à compter du 1er mars 2011 a établi des tarifs réglementés beaucoup moins élevés que ceux demandés par OPG. Ainsi, les tarifs réglementés actuels autorisés par la CEO ne permettent pas que ces activités génèrent le taux de rendement demandé sur les actifs réglementés. Cette décision a une incidence négative sur le rendement financier d'OPG. Pour qu'OPG génère ce qu'elle pense être un rendement acceptable sur ces actifs et ces investissements futurs, qu'elle maintienne son taux de crédit et qu'elle continue de contribuer à la situation financière de la Province, une augmentation des tarifs réglementés est nécessaire.

Au premier trimestre de 2013, la CEO a approuvé un accord sur la demande d'OPG déposée en septembre 2012 qui permet à OPG de recouvrer un montant de 633 millions de dollars pour la période 2013-2014. Ce montant correspond aux soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2012. Les soldes approuvés des comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2012 devraient être recouvrés sur un certain nombre d'exercices. Les revenus additionnels générés des avenants tarifaires découlant de l'accord approuvé tiennent compte du recouvrement des soldes associés aux périodes précédentes. En septembre 2013, OPG a déposé auprès de la CEO une demande de nouveaux tarifs réglementés devant entrer en vigueur en 2014.

Une part de la production d'électricité d'OPG est non réglementée et vendue au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Malgré l'augmentation du prix du marché au comptant en 2013 par rapport à 2012, les revenus tirés des activités non réglementées demeurent insuffisants pour recouvrir la totalité des coûts et générer un rendement approprié. OPG a négocié des conventions d'approvisionnement en énergie et de recouvrement des coûts pour quelques-uns de ses actifs hydroélectriques et thermiques non réglementés.

En novembre 2013, le *Règlement de l'Ontario 53/05* a été modifié. Aux termes de cette modification, les 48 centrales hydroélectriques actuellement non réglementées d'OPG et qui ne font pas l'objet d'une CAE sont visées par un tarif réglementé prescrit par la CEO qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014. Dans sa demande auprès de la CEO de septembre 2013, OPG a proposé des tarifs réglementés pour les centrales hydroélectriques nouvellement réglementées. Ces tarifs permettraient à OPG de recouvrer ses coûts pour ces centrales tout en générant un rendement approprié de ces actifs.

OPG reçoit aussi des revenus autres que de production d'électricité d'un certain nombre de sources, notamment : les ventes d'isotopes et d'eau lourde, la location des centrales nucléaires Bruce A et B, des coentreprises avec le PEC et les centrales alimentées au gaz à cycle combiné Brighton Beach, les activités de négociation et les activités autres que de couverture, la vente et la location de propriétés immobilières et la prestation de services techniques et de conception à des tierces parties. Le bénéfice associé aux revenus nets tirés de la location des centrales Bruce et des ententes connexes est au profit du consommateur, puisque les revenus nets diminuent les tarifs réglementés tirés de la production des centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG.

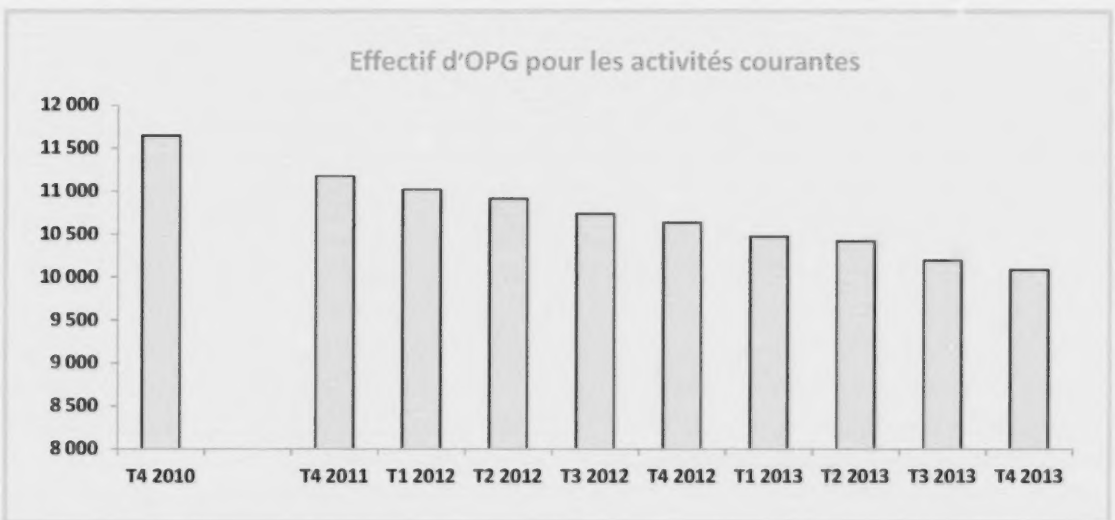
Pour augmenter ces revenus autres que de production d'électricité, OPG, au moyen de sa filiale en propriété exclusive Canadian Nuclear Partners Inc. (« CNP »), explore des possibilités de fournir des services de gestion et de prestation de services techniques aux autres centrales et d'autres organisations du secteur de l'énergie. Ces services reposent sur la capacité de CNP de tirer parti de ces compétences en matière de sûreté, de fiabilité ainsi que de

l'exploitation et de la maintenance économique des actifs de production. CNP fournira ces services, soit de manière indépendante ou en collaboration avec d'autres partenaires du secteur.

Accroître l'efficience et réduire les coûts

OPG cherche constamment à améliorer l'efficience et la productivité tout en réduisant les coûts. Dans ce but, OPG a lancé un projet de transformation des activités sur plusieurs années afin de devenir une société simplifiée et dotée d'une structure de coûts viable en 2011. Pour exercer ses activités au sein de cette structure simplifiée, OPG a adopté un modèle centralisé permettant d'utiliser les ressources plus efficacement. Chaque unité fonctionnelle a lancé des initiatives pour améliorer l'efficience et réaménager le travail au moyen d'une simplification des processus. Ces initiatives devraient entraîner un changement durable, sans incidence sur la sûreté, la fiabilité et la durabilité environnementale des activités d'OPG.

OPG prévoit que son effectif d'ici la fin de 2016 pour les activités courantes diminuera d'environ 2 330 employés par rapport à 2011, et ce, au moyen de l'attrition des employés. Cette diminution devrait entraîner une baisse importante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Pendant la période de 2011 à 2013, l'effectif d'OPG pour les activités courantes a été réduit de plus de 1 600 personnes, surtout au moyen de l'attrition des employés. À la fin de 2013, la diminution de l'effectif avait déjà permis à OPG d'économiser environ 275 millions de dollars.



Raffermir la situation financière

En plus de ces projets visant à augmenter les revenus, à atteindre l'efficience et à réduire les coûts, OPG met aussi en œuvre les quatre stratégies suivantes pour raffermir sa situation financière :

- **Maintenir des liquidités suffisantes :** Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la SFIEO, ainsi que le financement sur les marchés financiers. En 2013, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté de 298 millions de dollars. En 2013, OPG a renouvelé sa facilité de crédit bancaire de 1 milliard de dollars et l'a prorogée jusqu'en mai 2018. Le 31 décembre 2014, OPG a aussi conclu, avec la SFIEO, une entente qui met à sa disposition une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 500 millions de dollars. En 2013, OPG a émis des titres de créance au moyen de placements privés totalisant 475 millions de dollars pour appuyer le projet de la rivière Lower Mattagami. OPG prévoit continuer de recourir aux marchés financiers, s'il y a lieu, pour obtenir du financement abordable pour ses projets de développement futurs.

- **Conserver des notations de crédit de première qualité :** Les notations de crédit de première qualité actuelles d'OPG lui ont permis d'obtenir du financement à des taux d'intérêt avantageux. En février 2013, Standard & Poor's a attribué à OPG une note de A-1 (bas) à son papier commercial et une note à long terme de A- avec une perspective négative. En février 2014, Standard & Poor's a maintenu la notation à long terme d'OPG à A- avec une perspective négative. En mars 2013, Dominion Bond Rating Service (« DBSR ») a maintenu à A (bas) la note à long terme d'OPG et a attribué une note de R-1 (bas) à son papier commercial. Toutes les notes d'OPG ont une perspective stable.

- **Réaliser les principaux projets de développement de la capacité de production en respectant les paramètres économiques, en recouvrant les coûts et en dégageant un rendement approprié :** OPG évalue les possibilités de développement de la capacité de production au moyen d'analyses financières et d'analyses fondées sur les risques détaillées. Les fonds attribués aux projets sont garantis et débloqués par tranches en suivant des étapes précises et en tenant compte de la nature du projet et des risques qui y sont liés. Pour les projets de développement de la capacité de production qui ne sont pas réglementés par la CEO, OPG cherche à conclure des ententes génératrices de revenus adéquates avant l'approbation d'un projet. Pour les projets de développement de la capacité de production soumis à la réglementation des tarifs de la CEO, OPG s'applique à démontrer à la CEO qu'elle fait preuve de prudence en ce qui concerne ses plans d'investissement et ses dépenses.

- **Évaluer la performance financière :** OPG évalue constamment sa performance financière à l'aide de mesures financières et de notations de crédit clés, comme le rendement des capitaux propres (« RCP ») et la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation. Se reporter aux informations sur le RCP et la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation à la rubrique *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

CAPACITÉ DE PRODUIRE DES RÉSULTATS

Un certain nombre de facteurs influent sur la capacité d'OPG à exécuter sa stratégie d'entreprise et à produire des résultats.

Fiabilité des actifs de production

OPG continue de mettre en œuvre des mesures spécifiques visant l'amélioration de la fiabilité et de la prévisibilité de chaque centrale nucléaire qu'elle exploite. Ces mesures sont conçues en fonction d'exigences technologiques particulières et de l'expérience opérationnelle, et permettent d'atténuer les risques. La centrale nucléaire Darlington est passée à un cycle de trois ans pour ce qui est des interruptions planifiées afin de tirer avantage de l'état de la centrale, des systèmes d'appoint en place et de la capacité de chargement du combustible en cours de fonctionnement. Les centrales nucléaires Pickering continueront de faire des améliorations ciblées en matière de fiabilité.

OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques et a investi de fortes sommes pour remplacer l'équipement désuet, moderniser les roues des turbines, automatiser davantage les centrales et améliorer les pratiques de maintenance. Des programmes sont en place pour améliorer encore l'efficience et la disponibilité des centrales hydroélectriques existantes.

Planification et exécution des projets

OPG poursuit et réalise un certain nombre d'occasions de développement de la capacité de production, comme il est décrit à la rubrique *Activités de base et stratégie*. OPG continue également de planifier et de mettre en œuvre des

projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance relativement à ses actifs existants. Pour concrétiser sa stratégie d'excellence des projets, OPG doit recourir à des gens compétents et expérimentés pour planifier et réaliser les projets en temps opportun tout en respectant les budgets. Le processus de planification et de préparation des projets comprend l'élaboration de plans d'urgence pour la gestion des difficultés éventuelles, la tenue de registres détaillés sur les risques et le suivi des progrès par rapport à des étapes. La responsabilité de chaque projet est également définie à l'échelon qui convient et le projet fait l'objet d'une surveillance par la haute direction et des comités du conseil d'administration.

Efficiences d'exploitation

OPG prête constamment attention à la réduction des coûts et aux efficiences au moyen de son projet de transformation des activités. Pour réaliser des progrès, OPG a effectué une restructuration qui a consisté à regrouper les activités des secteurs hydroélectrique et thermique, à réorganiser ses activités commerciales afin de tirer profit d'occasions d'affaires, et à mettre en œuvre un modèle évolutif de prestation de services centralisé pour les fonctions de soutien à l'entreprise. La Société a simplifié ses processus opérationnels et de projets pour alléger davantage son exploitation.

Une équipe de direction forte est nécessaire pour accomplir cette importante transformation, tout comme des agents de changement pour instaurer les changements culturels et les efficiences nécessaires, tout en continuant d'employer les actifs de production d'OPG de façon sécuritaire et fiable.

Gens et culture

OPG prévoit subvenir à ses besoins en matière de ressources humaines en profitant de l'attrition par un réaménagement du travail et une simplification des processus. OPG cible aussi la communication et la mise en application de ses valeurs et des comportements qu'elle attend de ses employés afin d'instaurer des changements culturels à l'échelle de la Société.

Tout en équilibrant son besoin de mettre à profit l'attrition, OPG maintient l'importance d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre au moyen de programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de conservation du savoir. OPG prévoit engager des gens compétents et verra à leur perfectionnement afin d'avoir le talent nécessaire pour maintenir le rythme de son changement et son leadership. La Société a aussi un programme actif de planification de la relève et continue d'instaurer des programmes de développement du leadership à l'échelle de l'organisation. En outre, OPG a entrepris une initiative globale de planification de la main-d'œuvre. Elle a également établi des processus de surveillance continue afin d'évaluer les risques, les problèmes et les besoins de recrutement de façon régulière.

La production d'électricité repose sur des technologies complexes faisant appel à des travailleurs compétents et bien formés. De nombreuses fonctions à OPG ne peuvent être exercées que par des personnes ayant un niveau d'études élevé. Elles sont également assorties d'exigences rigoureuses de formation continue et de renouvellement périodique des compétences. En plus de maintenir à jour son programme complet de formation interne, OPG a conclu des partenariats avec des organismes gouvernementaux, d'autres entreprises de l'industrie de l'électricité et des établissements d'enseignement pour atteindre le niveau de compétence requis.

Au 31 décembre 2013, OPG comptait environ 10 270 employés à plein temps et environ 800 employés saisonniers, ouvriers occasionnels, employés contractuels et employés temporaires. La plupart des employés à temps plein d'OPG sont représentés par deux syndicats :

- **Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique** – Ce syndicat représente environ 6 000 employés d'OPG. L'actuelle convention collective entre OPG et ce syndicat a une durée de trois ans et son échéance est le 31 mars 2015.

- **Society of Energy Professionals** – Ce syndicat représente environ 3 200 employés d'OPG. La dernière convention collective conclue avec ce syndicat a été établie au moyen d'une décision arbitrale rendue le 8 avril 2013. Cette convention collective a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 décembre 2015. Au deuxième trimestre de 2013, ce syndicat a déposé à la Cour supérieure de justice de l'Ontario une demande de révision judiciaire à l'égard de la décision arbitrale. L'audience devrait avoir lieu à la fin de 2014. Environ 31 % de la main-d'œuvre régulière d'OPG, dont des superviseurs, des ingénieurs professionnels, des scientifiques et des professionnels, est représentée par ce syndicat.

En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction à des membres de 20 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG. Ces droits de négociation sont exercés soit par l'entremise de l'Electrical Power Systems Construction Association (« EPSCA »), soit directement auprès d'OPG. Les conventions collectives conclues entre la Société et ses syndicats de la construction sont négociées directement ou avec l'aide de l'EPSCA. La date d'échéance d'un certain nombre de ces conventions est le 30 avril 2015.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, OPG comptait les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production thermique non réglementée

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et les revenus tirés de services comme les ventes d'eau lourde et la détritiation. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion du combustible nucléaire irradié de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs nucléaires, attribuable au passage du temps, et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés aux grappes de combustible irradié et aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité qui sont produits. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. Ces coûts variables sont imputés aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du

contrat de location et des ententes connexes conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour ces installations.

Production hydroélectrique non réglementée

Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques d'OPG qui ne sont actuellement pas soumises à la réglementation des tarifs. Ce secteur comprend les centrales hydroélectriques qui font l'objet de CAE. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Production thermique non réglementée

Le secteur Production thermique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales thermiques d'OPG qui ne sont pas soumises à la réglementation des tarifs. Les revenus tirés des activités auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve opérationnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de régulation et d'autres services.

Divers

Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc. Le secteur comprend également les revenus qu'OPG tire de sa quote-part de 50 % des résultats de la centrale alimentée au gaz PEC, détenue en coentreprise, qui est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré conclu avec l'OEO. Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans le secteur Divers. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières et d'autres services.

Nouveaux secteurs d'activité en 2014

En date du 1er janvier 2014, étant donné la modification du portefeuille de production d'OPG, et tel qu'il est présenté à la rubrique *Structure de présentation de l'information d'OPG*, OPG a revu ses secteurs d'activité isolables, de sorte que les installations de production d'électricité dont les mécanismes de revenus et les profils de risque sont similaires seront regroupées dans des secteurs distincts.

En date du 1er janvier 2014, OPG compte les secteurs d'activité isolables suivants : Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Portefeuille de production liée par contrat et Services, activités de négociation et activités autres que de production. Les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée n'ont pas changé. Le secteur Production hydroélectrique réglementée continuera d'englober les résultats des centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders, en plus d'englober les résultats des 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation tarifaire qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobera les résultats de centrales qui font l'objet d'une CAE avec l'OEO ou d'autres contrats de production à long terme. Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobera aussi la quote-part revenant à OPG de la capacité de production d'électricité en service et des bénéfices attribuables à sa participation de 50 % dans PEC et Brighton Beach. Le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production englobera les produits et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de production d'OPG.

INDICATEURS CLÉS DE LA PRODUCTION ET DU RENDEMENT FINANCIER

Les indicateurs de rendement clés qui sont directement liés au mandat et aux stratégies d'affaires d'OPG sont les mesures de l'efficacité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité. OPG évalue la performance de ses centrales à l'aide de divers indicateurs de performance clés, qui varient selon la technologie de production.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base. Elles ont des coûts marginaux faibles et ne sont pas conçues pour des niveaux de production variables qui répondent aux demandes de pointe. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il mesure la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été optimale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les interruptions planifiées et fortuites de la production. Les facteurs de capacité, au sens défini par l'industrie, excluent les pertes de production sur lesquelles la direction de la centrale n'a pas de contrôle, telles que la non-disponibilité liée au réseau.

Disponibilité hydroélectrique

Les centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe. Elles fournissent une source d'énergie renouvelable sûre, fiable et à faible coût. La disponibilité hydroélectrique est une mesure de la fiabilité d'une unité de production hydroélectrique. Elle est représentée par le pourcentage du temps, au cours d'une période donnée, pendant lequel une unité est en mesure de fournir sa production, qu'elle soit en service ou non, comparativement à la durée totale de la période.

Taux de garantie d'activation des centrales thermiques

Les centrales thermiques d'OPG fournissent une source d'énergie souple. Elles fonctionnent en tant qu'installations de capacité de pointe, selon la demande du marché. Étant donné les changements constants dont le marché de l'électricité en Ontario fait l'objet, l'objectif premier du secteur de la production thermique est de s'assurer de la disponibilité immédiate de ses unités de production en cas de besoin. OPG applique le taux de garantie d'activation comme principale mesure de fiabilité thermique depuis le début de 2012. Il s'agit du ratio du nombre de fois où des unités de production thermique sont activées avec succès par rapport au nombre d'activations demandées par la SIERE.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques et hydroélectriques

Une mesure de la fiabilité des centrales thermiques et hydroélectriques est la proportion du temps pendant lequel les centrales sont disponibles pour produire de l'électricité lorsque c'est nécessaire. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité de l'unité de production. Il est obtenu en comparant le temps d'indisponibilité d'une unité de production attribuable à des événements fortuits, y compris tout déclassement forcé, avec son temps de disponibilité.

Coût énergétique de l'unité de production nucléaire

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire sert à mesurer la rentabilité, sur le plan des coûts de production liés à l'exploitation, des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire correspond au coût total du combustible nucléaire, des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts non sectoriels répartis, des coûts variables liés à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, et des coûts variables liés à l'évacuation du combustible irradié et à son stockage, divisés par le total de l'énergie nucléaire produite.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par mégawattheure (« MWh »)

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique, y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par l'énergie hydroélectrique produite. Elle exclut les frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique par MWh

Les centrales thermiques sont principalement utilisées au cours des périodes de demande de pointe. La rentabilité de ces centrales est mesurée en fonction du total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration pour l'exercice, y compris les coûts du siège social imputés, divisé par la capacité ajustée moyenne pondérée des centrales.

Rendement des capitaux propres

Le RCP est un indicateur du rendement d'OPG qui convient à ses objectifs d'exercer ses activités de manière à maintenir sa viabilité financière et de préserver la valeur revenant à son actionnaire. Le RCP correspond au bénéfice net divisé par les capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu. Pour d'autres détails, se reporter aux rubriques *Faits saillants*, *Rendement des capitaux propres* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation

La couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations de paiement d'intérêts à l'aide de ses flux de trésorerie d'exploitation. Il s'agit des flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés. Elle est mesurée sur une période de douze mois. Pour d'autres détails, se reporter aux rubriques *Faits saillants, Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation*, et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR, Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation*.

Le RCP et la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation ne sont pas des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Ils ne devraient pas être considérés à titre de substituts au bénéfice net ou à toute autre mesure de rendement selon les PCGR des États-Unis. OPG est toutefois d'avis que ces mesures financières non conformes aux PCGR sont des indicateurs utiles de son rendement et conviennent à ses objectifs d'exercer ses activités de manière à maintenir sa viabilité financière et de préserver la valeur pour son actionnaire.

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de performance, de rendement et de rentabilité, OPG a relevé certaines mesures relatives à l'environnement et à la sécurité. Ces mesures sont analysées à la rubrique *Activités de base et stratégie*.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

(en millions de dollars)	2013	2012
Ventes de la production réglementée	**2 552**	2 719
Comptes d'écarts	**55**	300
Divers	**287**	41
Total des revenus	**2 894**	3 060
Charges liées au combustible	**296**	310
Comptes d'écarts et de report	**(59)**	(49)
Total des charges liées au combustible	**237**	261
Marge brute	**2 657**	2 799
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**2 022**	1 930
Amortissement	**626**	480
Impôt foncier et impôt sur le capital	**29**	26
(Perte) bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(20)**	363
Autres revenus	**(1)**	(1)
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(19)**	364

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur s'est établie à 19 millions de dollars en 2013, contre un bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 364 millions de dollars en 2012. La baisse du bénéfice de 383 millions de dollars s'explique principalement par la diminution de la production de 4,3 TWh et par une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. En outre, la diminution des revenus tirés de la vente d'isotopes et la baisse des services techniques fournis à des tiers ont aussi eu une incidence sur la baisse des revenus.

La diminution de la production s'explique principalement par la prolongation des interruptions planifiées aux centrales nucléaires Pickering et Darlington en 2013. Une deuxième interruption planifiée à la centrale nucléaire Darlington et d'autres interruptions fortuites au cours de 2013 ont aussi nui à la production. L'incidence de ces interruptions a été en partie contrebalancée par le report au premier trimestre de 2014 d'une interruption planifiée au quatrième trimestre de 2013 à la centrale nucléaire Pickering.

La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour 2013 de 92 millions de dollars est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- une augmentation des interruptions en 2013
- une seule diminution des avantages complémentaires de retraite au cours de 2012 ayant entraîné la comptabilisation d'un actif réglementaire en 2012 pour le compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis, en partie contrebalancée par
- l'incidence de la diminution de l'effectif à la suite de la transformation des activités.

En 2013, les revenus tirés de la production tenaient compte de l'incidence de nouveaux avenants tarifaires portant sur la production nucléaire en vigueur à compter du 1er janvier 2013 totalisant 88 millions de dollars. Ces avenants ont été établis pour recouvrer les montants qui avaient été comptabilisés auparavant dans les comptes d'écarts et de report, compte tenu d'une somme remboursée aux consommateurs au titre de la tranche du bénéfice lié à la diminution de l'amortissement des actifs incorporels de la centrale Pickering en 2013 et 2014. De plus, OPG a comptabilisé un actif réglementaire et les revenus correspondants de 40 millions de dollars relatifs aux montants comptabilisés dans le compte d'écarts pour recouvrer les soldes en raison de la baisse de la production en 2013. L'augmentation des revenus a été contrebalancée par un amortissement des actifs incorporels plus élevé lié aux comptes d'écarts et de report.

L'amortissement des actifs incorporels tenait également compte d'une diminution de l'amortissement des immobilisations corporelles de 39 millions de dollars, qui s'explique par l'incidence des modifications apportées aux durées de vie utile de la centrale Pickering à compter du 31 décembre 2012. Cette baisse est principalement attribuable à la composante du coût de mise hors service sans lien avec les immobilisations à la centrale Pickering. La diminution de l'amortissement des immobilisations corporelles liée aux coûts de mise hors service des immobilisations a été contrebalancée par l'incidence du compte de report des passifs nucléaires.

En 2013, OPG a comptabilisé 33 millions de dollars de moins dans les revenus divers relativement au contrat de location conclu avec Bruce Power (le « contrat de location des centrales Bruce »). Cette réduction tient à une variation de la valeur du dérivé intégré dans le contrat de location des centrales Bruce résultant d'une diminution de la moyenne arithmétique annuelle future prévue du prix horaire de l'énergie de l'Ontario (« PHEO moyen »). La diminution des revenus de location est compensée par l'augmentation de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Pour d'autres détails, se reporter à la rubrique *Contrats de location, partenariats et filiales*.

Les facteurs de capacité pour les centrales nucléaires Darlington et Pickering et le coût énergétique de l'unité de production pour 2013 et 2012 s'établissaient comme suit :

	2013	2012
Facteur de capacité des unités de production *(%)*		
Centrale nucléaire Darlington	**82,9**	93,2
Centrale nucléaire Pickering	**73,7**	77,8
Coût énergétique de l'unité de production nucléaire *($/MWh)*	**49,43**	43,71

Le facteur de capacité de la centrale Darlington a été plus bas en 2013 principalement en raison d'une deuxième interruption planifiée et de la prolongation des interruptions en 2013. Cette diminution s'explique surtout par les prolongations d'interruptions planifiées à la centrale Pickering en 2013, et a été en partie contrebalancée par un report au premier trimestre de 2014 d'une interruption planifiée au quatrième trimestre de 2013 à la centrale Pickering.

La baisse de la production et la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont entraîné une augmentation du coût énergétique de l'unité de production nucléaire en 2013.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

(en millions de dollars)	2013	2012
Revenus	**113**	107
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**121**	114
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	**742**	712
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(628)**	(651)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(122)**	(68)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée d'OPG s'est établie à 122 millions de dollars en 2013, contre 68 millions de dollars en 2012. La hausse de la charge de désactualisation et la baisse du rendement du Fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement ») ont contribué à une perte plus importante du secteur en 2013.

La baisse du rendement du Fonds de déclassement s'explique par sa surcapitalisation. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, comme cela était le cas pendant tout l'exercice 2013, OPG doit limiter le rendement comptabilisé à 5,15 % afin de s'aligner sur le taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation liée au déclassement d'installations en vertu de l'*Ontario Nuclear Funds Agreement* (« ONFA »). En 2012, le Fonds de déclassement n'était pas surcapitalisé au début de l'exercice; par conséquent, un montant plus élevé au titre du rendement a été comptabilisé. Le rendement du Fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») a augmenté en raison de la conjoncture favorable, mais a été en partie contrebalancé par le rendement moins élevé du Fonds de déclassement. Les conditions de marché favorables ont eu une incidence sur le rendement des cotisations au Fonds pour combustible irradié liées aux grappes de combustible additionnelles qui ont dépassé de 2,23 millions le seuil de grappes.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2013	2012
Ventes de la production réglementée[1]	**747**	644
Comptes d'écarts	**51**	55
Divers	**45**	25
Total des revenus	**843**	724
Charges liées au combustible	**249**	246
Comptes d'écarts	**19**	15
Total des charges liées au combustible	**268**	261
Marge brute	**575**	463
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**108**	103
Amortissement	**129**	33
Impôt foncier et impôt sur le capital	**(2)**	(1)
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**340**	328
Autres pertes	**-**	4
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**340**	324

[1] Les ventes du secteur Production hydroélectrique réglementée comprennent des revenus liés au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité de 18 millions de dollars en 2013 et de 16 millions de dollars en 2012.

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 16 millions de dollars en 2013 par rapport à 2012. Cette augmentation s'explique surtout par une hausse de la production de 0,4 TWh, en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

Les niveaux d'eau plus élevés des Grands Lacs et la capacité en service du tunnel de Niagara ont contribué à l'augmentation de la production.

Les nouveaux avenants tarifaires en vigueur le 1er janvier 2013 ont entraîné une hausse des revenus tirés de la production de 88 millions de dollars en 2013 par rapport à 2012. Cette hausse a été contrebalancée par une hausse correspondante de l'amortissement des immobilisations incorporelles liées aux comptes d'écarts et de report approuvés. La hausse de l'amortissement des actifs corporels relatifs au tunnel de Niagara mis en service en mars 2013 a été contrebalancée par un actif réglementaire lié au compte d'écarts de remise en état de la capacité (se reporter à la rubrique *Faits saillants du bilan*). En outre, l'incidence sur le bénéfice net du manque à gagner de la production en raison de la hausse des conditions liées à la production de base excédentaire en 2013 a été contrebalancée par un compte d'écarts réglementaires.

La légère hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2013 s'explique principalement par une augmentation des activités d'entretien.

La disponibilité, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour le secteur Production hydroélectrique réglementée pour 2013 et 2012 se présentent comme suit :

	2013	2012
Disponibilité *(%)*	**90,8**	91,4
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente *(%)*	**1,0**	2,1
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique réglementée par MWh *($/MWh)*	**5,71**	5,57

Le recul du taux de disponibilité en 2013 est surtout attribuable à une augmentation des jours d'interruption planifiée aux centrales Sir Adam Beck 1 et DeCew Falls. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente a diminué en 2013 en raison d'une baisse des jours d'interruption fortuite. Le taux de disponibilité élevé et le faible taux d'indisponibilité fortuite équivalente en 2013 traduisent le bon rendement continu de ces centrales réglementées.

Production hydroélectrique non réglementée

(en millions de dollars)	2013	2012
Ventes sur le marché au comptant	**381**	290
Divers	**91**	83
Total des revenus	**472**	373
Charges liées au combustible	**82**	71
Marge brute	**390**	302
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**236**	236
Amortissement	**74**	73
Impôt foncier et impôt sur le capital	**-**	(1)
Bénéfice (perte) avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**80**	(6)
Autres pertes	**4**	4
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**76**	(10)

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 86 millions de dollars en 2013 par rapport à 2012. Cette augmentation s'explique principalement par une hausse de la marge brute de 88 millions de dollars en raison d'une hausse du PHEO moyen pondéré et de l'augmentation de la production, qui était principalement attribuable aux niveaux d'eau plus élevés en 2013. L'augmentation de la production en 2013 a été en partie contrebalancée par des déversements résultant d'un accroissement des situations de production de base excédentaire. À l'heure actuelle, OPG ne possède pas de mécanisme lui permettant de recouvrer les revenus perdus

en raison d'une diminution de la production d'électricité des centrales hydroélectriques non réglementées par suite des déversements provoqués pour gérer les situations de production de base excédentaire.

Malgré l'incidence positive de la hausse des tarifs, les tarifs octroyés pour la production des centrales hydroélectriques non réglementées demeurent bas en raison du PHEO peu élevé en 2013 et en 2012. Quarante-huit des centrales faisant actuellement partie de ce secteur ont été visées par une réglementation des tarifs qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Aux termes du règlement, la CEO doit établir les tarifs de l'électricité produite par ces centrales. La demande en cours d'OPG auprès de la CEO comprend ces installations et est présentée à la rubrique *Faits nouveaux, Demandes d'OPG auprès de la CEO*.

La disponibilité, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée pour 2013 et 2012 se présentent comme suit :

	2013	2012
Disponibilité *(%)*	**91,8**	91,1
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente *(%)*	**2,2**	2,0
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique non réglementée par MWh *($/MWh)*	**16,98**	19,26

L'augmentation de la disponibilité en 2013 par rapport à 2012 était principalement attribuable à la diminution du nombre de jours d'interruption prévue. La légère hausse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente en 2013 s'explique principalement par une augmentation du nombre de jours d'interruption fortuite. La disponibilité élevée et le faible taux d'indisponibilité fortuite en 2013 reflètent la solide performance continue des centrales hydroélectriques non réglementées.

La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh en 2013 par rapport à 2012 est attribuable à la hausse de la production en 2013.

Production thermique non réglementée

(en millions de dollars)	2013	2012
Ventes sur le marché au comptant	**76**	104
Entente de soutien d'urgence	**361**	284
Divers	**141**	119
Total des revenus	**578**	507
Charges liées au combustible	**121**	162
Marge brute	**457**	345
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**362**	361
Amortissement	**115**	59
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	**14**	13
Impôt foncier et impôt sur le capital	**16**	16
Restructuration	**50**	3
Perte avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(100)**	(107)
Autres (revenus) pertes	**(4)**	9
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(96)**	(116)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur s'est établie à 96 millions de dollars pour 2013, contre 116 millions de dollars pour 2012.

Cette amélioration résulte surtout de l'augmentation des revenus tirés des contrats, et a été en partie contrebalancée par la comptabilisation de 50 millions de dollars au titre des indemnités de départ en 2013. Ces indemnités de départ sont principalement associées aux centrales Lambton et Nanticoke, et font suite à la déclaration de l'actionnaire enjoignant à OPG de cesser l'utilisation de charbon à ces centrales d'ici le 31 décembre 2013.

L'amortissement des actifs incorporels a augmenté de 56 millions de dollars en 2013 par rapport à 2012. Cette augmentation s'explique surtout par la comptabilisation de l'amortissement accéléré des immobilisations corporelles en 2013, en raison de la mise hors service des dernières unités des centrales Lambton et Nanticoke avant la fin de 2013, et a été contrebalancée par des paiements plus élevés au titre de l'entente de soutien d'urgence.

La comptabilisation d'une perte de 9 millions de dollars en 2012 au titre de la sortie des coûts engagés dans le cadre du projet de conversion de la centrale Thunder Bay a aussi contribué à l'amélioration des résultats. Certains de ces coûts ont été en partie recouvrés en 2013.

Le taux de garantie d'activation, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour le secteur Production thermique non réglementée pour 2013 et 2012 se présentent comme suit :

	2013	2012
Taux de garantie d'activation *(%)*	**98,0**	97,5
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente *(%)*	**8,6**	9,4
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique non réglementée par MW *(en milliers de dollars/MW)*	**66,5**	66,3

Le taux de garantie d'activation élevé en 2013 et 2012 traduit la capacité des centrales thermiques à répondre en temps opportun aux exigences du marché. Le recul du taux d'indisponibilité fortuite équivalente en 2013 s'explique par le nombre peu élevé d'interruptions fortuites au cours de l'exercice. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MW étaient pratiquement inchangées en 2013 par rapport à 2012.

Divers

(en millions de dollars)	2013	2012
Revenus	**72**	64
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**7**	7
Amortissement	**19**	19
Impôt foncier et impôt sur le capital	**10**	7
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	**36**	31
Autres revenus	**(37)**	(26)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**73**	57

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour 2013 s'est établi à 73 millions de dollars alors qu'il avait été de 57 millions de dollars en 2012. Cette augmentation s'explique principalement par une hausse des revenus tirés des placements d'OPG dans des coentreprises.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur.

Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur en 2013 et 2012 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2012
Production nucléaire réglementée	**23**	23
Production hydroélectrique réglementée	**2**	2
Production hydroélectrique non réglementée	**3**	3
Production thermique non réglementée	**5**	6
Divers	**(33)**	(34)

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes latents évalués à la valeur de marché sur les contrats de négociation d'énergie sont comptabilisés en résultat net dans le secteur Divers, dans les états des résultats consolidés. En 2013, s'ils avaient été présentés au montant brut, les revenus et les achats d'électricité auraient augmenté de 94 millions de dollars (61 millions de dollars en 2012).

Les revenus comptabilisés dans la catégorie Divers comprennent les variations de la juste valeur des instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture, à l'exception du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, qui est pris en compte dans le secteur Production nucléaire réglementée. La juste valeur de ces instruments dérivés est présentée aux bilans consolidés dans les actifs ou les passifs. Les notionnels et la valeur comptable des instruments dérivés sont présentés respectivement aux notes 12 et 13 des états financiers consolidés audités aux 31 décembre 2013 et 2012 et pour les exercices clos à ces dates.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, se sont établis à 86 millions de dollars en 2013, ce qui représente une baisse de 31 millions de dollars par rapport à 2012. Cette diminution s'explique principalement par une augmentation des intérêts capitalisés au titre du projet de remise en état de la centrale Darlington. En outre, le coût en capital associé au placement d'OPG dans le tunnel de Niagara qui était comptabilisé dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité en 2013 a contribué à la diminution des intérêts débiteurs, montant net. Pour plus de détails sur le compte d'écarts de remise en état de la capacité, se reporter à la rubrique *Faits saillants du bilan*.

Impôts sur les bénéfices

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs d'activité. La Société comptabilise aussi un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

La charge d'impôts pour 2013 s'est établie à 31 millions de dollars par rapport à 67 millions de dollars en 2012. Cette diminution s'explique principalement par la baisse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 2013 et des composantes impôts sur les bénéfices des actifs et des passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la SFIEO, ainsi que le financement sur les marchés financiers. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; l'acquittement des obligations de financement, y compris les cotisations à la caisse de retraite et aux Fonds nucléaires; et le service et le remboursement de la dette à long terme.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2013 et 2012 sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	**413**	630
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 174**	876
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	**(1 568)**	(1 403)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	**543**	310
Augmentation (diminution) nette	**149**	(217)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	**562**	413

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et la couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation sont analysés à la rubrique *Faits saillants, Aperçu des résultats d'exploitation*.

Activités d'investissement

La production d'électricité est un secteur d'activité hautement capitalistique, qui exige des investissements continus dans les centrales et les technologies pour améliorer l'efficacité de l'exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes, investir dans de nouvelles centrales et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et le rendement sur le plan de l'environnement.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 1 568 millions de dollars en 2013, par rapport à 1 403 millions de dollars en 2012. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse des dépenses engagées pour le projet de remise en état de la centrale Darlington et pour le projet de la rivière Lower Mattagami, partiellement contrebalancée par la diminution des dépenses en immobilisations engagées pour le projet du tunnel de Niagara. Le tunnel de Niagara a été déclaré en service en mars 2013.

Pour 2014, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 1,6 milliard de dollars, dont une partie sera affectée aux projets de développement de la capacité hydroélectrique et aux projets de remise en état des centrales nucléaires.

Activités de financement

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2013, OPG a renouvelé les deux tranches et en a reporté l'échéance d'un an, soit jusqu'en mai 2018. Au 31 décembre 2013, OPG n'avait pas d'emprunts en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

Au 31 décembre 2013, OPG pouvait aussi emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 374 millions de dollars, qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins générales du siège social. Au 31 décembre 2013, des lettres de crédit d'un total de 327 millions de dollars étaient émises, et comprenaient 302 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, 24 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

La Société a signé une convention, qui vient à échéance le 30 novembre 2014, visant la cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures, pouvant représenter jusqu'à 250 millions de dollars. Au 31 décembre 2013, de la tranche de 302 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, un montant 80 millions de dollars était en cours dans le cadre de cette convention.

OPG peut aussi emprunter sur la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara accordée par la SFIEO jusqu'à un montant maximal de 1,6 milliard de dollars. Au 31 décembre 2013, les emprunts sur la facilité totalisaient 1 065 millions de dollars, dont 40 millions de dollars de nouveaux emprunts faits en 2013. Les emprunts d'OPG sur cette facilité se limitent au coût du projet. La facilité de crédit viendra à échéance le 31 décembre 2014.

Lower Mattagami Energy Limited Partnership (« LME ») peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 600 millions de dollars pour soutenir les obligations de capitalisation du projet de la rivière Lower Mattagami. La facilité est partagée en deux tranches. La première tranche, de 400 millions de dollars, a été réduite à 300 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2013 et l'échéance a été reportée d'un an, soit jusqu'au 17 août 2018. La seconde tranche, de 300 millions de dollars, arrive à échéance le 17 août 2015. Au 31 décembre 2013, un montant de 32 millions de dollars au titre du papier commercial était en cours aux termes de ce programme. En 2011, OPG a conclu une facilité de crédit de 700 millions de dollars avec la SFIEO à l'appui du projet de la rivière Lower Mattagami. Au 31 décembre 2013, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit. En février 2013, LME a émis des billets de premier rang totalisant 275 millions de dollars venant à échéance en 2046. Le taux d'intérêt effectif de ces billets se chiffrait à 4,3 % et le taux d'intérêt nominal, à 4,2 %. En septembre 2013, LME a émis des billets de premier rang totalisant 200 millions de dollars venant à échéance en 2043. Le taux d'intérêt effectif de ces billets se chiffrait à 5,1 % et le taux d'intérêt nominal, à 4,9 %.

Au 31 décembre 2013, la dette à long terme d'OPG s'établissait à 5 625 millions de dollars, y compris un montant de 5 millions de dollars arrivant à échéance dans moins d'un an. En décembre 2013, OPG a conclu, avec la SFIEO, une entente qui met à sa disposition une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 500 millions de dollars. Au 31 décembre 2013, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit. Cette facilité de crédit vient à échéance le 31 décembre 2014.

Cotisations aux régimes de retraite futures

Les cotisations minimales aux régimes de retraite sont calculées au moment de l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation des régimes. Aux termes des lois et règlements applicables, OPG est tenue d'effectuer une évaluation actuarielle au plus tard en date du 1er janvier 2014 et doit déposer cette évaluation au plus tard le 30 septembre 2014. Par suite de l'évaluation, OPG pourrait avoir à augmenter de façon significative ses cotisations aux régimes de retraite.

Dans son budget de 2013, le gouvernement de l'Ontario a annoncé son intention de mettre sur pied un groupe de travail qui traitera des défis que posent les régimes de retraite dans le secteur de l'électricité.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants d'OPG au 31 décembre 2013 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2014	2015	2016	2017	2018	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	183	208	163	143	126	159	982
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA[1]	139	143	150	163	193	2 706	3 494
Remboursement de la dette à long terme	5	593	273	1 103	398	3 253	5 625
Intérêt sur la dette à long terme	262	256	242	223	167	2 104	3 254
Obligations d'achat non conditionnelles	98	97	8	-	-	-	203
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	16	17	15	15	13	70	146
Engagements liés à la remise en état de Darlington[2]	200	-	-	-	-	-	200
Cotisations aux régimes de retraite[3]	300	-	-	-	-	-	300
Permis d'exploitation	41	25	25	25	26	-	142
Divers – principalement les créditeurs	449	33	14	13	12	69	590
	1 693	1 372	890	1 685	935	8 361	14 936
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	5	-	-	-	-	-	5
Lower Mattagami	298	65	-	-	-	-	363
Atikokan	16	-	-	-	-	-	16
Total	2 012	1 437	890	1 685	935	8 361	15 320

[1] Les cotisations effectuées en vertu de l'ONFA reposent sur le calendrier des cotisations prévu dans le plan de référence de 2012 qui a été approuvé en 2012.

[2] Comprennent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris la démobilisation du personnel affecté au projet, l'annulation des contrats existants et les commandes de matériel.

[3] Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1er janvier 2011. La prochaine évaluation actuarielle du régime d'OPG doit être effectuée au plus tard en date du 1er janvier 2014. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2014 pour le régime de retraite agréé d'OPG sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente les faits saillants de la situation financière consolidée auditée d'OPG établis d'après les principales données du bilan :

(en millions de dollars)	2013	2012
Immobilisations corporelles, montant net	**16 738**	15 860
L'augmentation tient surtout aux ajouts pour la construction en cours du projet de la rivière Mattagami et la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, et a été contrebalancée par l'amortissement.		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)*	**13 496**	12 717
L'augmentation tient surtout au rendement des Fonds nucléaires et aux cotisations au Fonds pour combustible irradié, en partie atténués par les remboursements des dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires.		
Actifs réglementaires *(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)*	**5 400**	6 478
La diminution est principalement attribuable à la réduction de l'actif réglementaire lié aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite par suite de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et de l'amortissement des soldes réglementaires liés aux nouveaux avenants tarifaires, avec prise d'effet le 1er janvier 2013. La diminution a été en partie atténuée par les ajouts au compte d'écarts pour les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et d'autres comptes d'écarts et de report, y compris le compte d'écarts de remise en état de la capacité.		
Dette à long terme *(incluant la tranche échéant à moins d'un an)*	**5 625**	5 114
L'augmentation est attribuable à l'émission de 475 millions de dollars de titres d'emprunt pour le projet de la rivière Lower Mattagami et à 40 millions de dollars de nouveaux emprunts faits pour le projet du tunnel de Niagara, contrebalancés par les remboursements faits sur la dette.		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**16 257**	15 522
L'augmentation découle surtout d'une charge de désactualisation attribuable au passage du temps, en partie contrebalancée par les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires.		
Passifs au titre des régimes de retraite	**2 741**	3 621
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite	**2 628**	3 076
Les passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ont diminué surtout en raison de la réévaluation des passifs à la fin de 2013 rendant compte des taux d'actualisation plus élevés et du rendement favorable de la caisse de retraite. La diminution des passifs a été en partie contrebalancée par l'incidence des modifications apportées aux hypothèses relatives au taux de mortalité dans le cadre de l'évaluation actuarielle de 2013 aux fins comptables. Une analyse de la nouvelle évaluation se trouve à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables, Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite*.		

Compte d'écarts de remise en état de la capacité

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a approuvé le compte d'écarts de remise en état de la capacité. Le compte comprend les écarts par rapport aux prévisions reflétés dans les tarifs réglementés pour les coûts en capital et les coûts autres qu'en capital engagés à une ou plusieurs centrales réglementées pour accroître leur production, les remettre en état ou ajouter de la capacité.

Puisque les tarifs réglementés établis en 2011 ne tenaient pas compte de l'incidence du projet du tunnel de Niagara, OPG a comptabilisé une augmentation de l'actif réglementaire pour le compte d'écarts de remise en état de la capacité de 88 millions de dollars en 2013 relativement au tunnel de Niagara, lequel a été déclaré en service en mars 2013. L'augmentation de l'actif réglementaire comprend l'amortissement des actifs du tunnel de Niagara, le coût en capital associé aux investissements d'OPG dans ces actifs et l'incidence fiscale connexe. Des baisses de l'amortissement des immobilisations corporelles, une charge d'intérêt nette et une charge d'impôts correspondantes ont également été comptabilisées en 2013. Le montant du coût en capital a été comptabilisé en réduction de la charge d'intérêt nette, puisqu'OPG limite la tranche des ajouts de coûts en capital comptabilisée à titre d'actif réglementaire au montant calculé à l'aide du taux moyen des intérêts capitalisés employé pour les travaux de construction et d'aménagement en cours. La demande de nouveaux tarifs réglementés déposée par OPG en septembre 2013 auprès de la CEO tient compte de l'incidence du projet du tunnel de Niagara à compter de 2014 et sollicite le recouvrement du solde présent en date du 31 décembre 2013 dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité qui se rapporte au projet du tunnel de Niagara.

Le solde présent en date du 31 décembre 2013 dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité comprend également les écarts par rapport aux prévisions qui sont reflétées dans les tarifs réglementés quant aux coûts autres qu'en capital et à l'incidence des actifs mis en service liés à la remise en état de la centrale Darlington, aux coûts autres qu'en capital liés aux activités poursuivies à la centrale Pickering et aux coûts d'autres projets touchant les installations visées par règlement.

La modification apportée en novembre 2013 au *Règlement de l'Ontario 53/05*, qui exigeait de la CEO qu'elle établisse des tarifs réglementés pour 48 des centrales hydroélectriques d'OPG actuellement non réglementées, étend à ces installations la portée du compte d'écarts de remise en état de la capacité à partir du moment où elles sont visées par ce règlement.

Une analyse détaillée des actifs et passifs réglementaires inclus dans les comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO pour les centrales réglementées d'OPG est présentée à la note 5 des états financiers consolidés audités au 31 décembre 2013 et pour l'exercice clos à cette date.

Ententes hors bilan

Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations qui, selon les PCGR des États-Unis, ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés de la Société, ou le sont à des montants qui diffèrent des montants contractuels totaux. Les principales activités hors bilan menées par OPG comprennent des garanties et des contrats à prix fixe à long terme.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes qui fournissent une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements. Pour obtenir plus de renseignements sur les garanties d'OPG, se reporter à la note 15 des états financiers consolidés audités d'OPG au 31 décembre 2013 et pour l'exercice clos à cette date.

MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les méthodes comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables futures, sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités de 2013. Certaines de ces méthodes sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, dépendant des circonstances et des hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants pouvant être considérablement différents. Les méthodes et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG sont décrites ci-après.

Entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »)

OPG effectue des analyses constantes pour déterminer si elle détient des EDDV. Les EDDV desquelles OPG est réputée être le principal bénéficiaire sont consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a à la fois le pouvoir de diriger les activités de l'entité qui ont le plus d'incidence sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient éventuellement être importantes pour la Société. Dans les cas où OPG n'est pas réputée être le principal bénéficiaire, l'EDDV n'est pas comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG.

OPG détient des droits variables dans la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN »), dont elle est le principal bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination de toutes les opérations intersociétés importantes, sont donc consolidés. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de 2013 d'OPG pour obtenir de plus amples renseignements.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie* de l'Ontario et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders et les installations nucléaires Pickering et Darlington. Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la CEO. Par ailleurs, 48 des centrales hydroélectriques d'OPG actuellement non réglementées sont visées par une réglementation tarifaire qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés par les organismes de réglementation. Lorsque la Société détermine avoir une assurance suffisante que les coûts engagés relativement à des installations réglementées seront recouvrés dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société doit rembourser des sommes relatives aux installations réglementées aux consommateurs dans l'avenir, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés courants, la Société comptabilise un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les comptes d'écarts comprennent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés au moment de l'établissement des tarifs réglementés. L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les

hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue.

Outre les actifs et passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report approuvés par la CEO, OPG comptabilise des actifs réglementaires pour les montants non amortis constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés, afin de refléter le recouvrement prévu de ces montants liés aux activités réglementées au moyen des tarifs réglementés futurs facturés aux clients. Il existe des incertitudes quant à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés attribués aux installations réglementées. Une analyse plus poussée sur les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés se trouve dans les rubriques *Méthodes et estimations comptables critiques, Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement* et *Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite*.

Se reporter aux notes 3, 5, 8, 9 et 11 des états financiers consolidés audités de 2013 d'OPG pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIEO des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des divers lois et règlements relatifs à l'impôt. OPG a pris certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées par suite d'un contrôle fiscal, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités à tarifs réglementés et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

Des actifs d'impôts reportés de 5 757 millions de dollars (5 914 millions de dollars en 2012) ont été comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2013. La Société est d'avis que le bénéfice imposable et les gains en capital futurs seront suffisants pour permettre l'utilisation de ces déductions et reports prospectifs.

Des passifs d'impôts reportés de 6 336 millions de dollars (6 409 millions de dollars en 2012) ont été comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2013.

Immobilisations corporelles, actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail qui, pour la plupart, sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire.

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation d'actifs font largement appel au jugement de la direction pour évaluer la durée de vie utile appropriée des immobilisations corporelles et des actifs incorporels d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Dépréciation des actifs à long terme

Les actifs à long terme sont soumis à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

Diverses hypothèses et estimations comptables doivent être faites pour établir si une perte de valeur devrait être constatée et, si c'est le cas, pour en établir la valeur. Cela comprend des facteurs comme les prévisions à court et à long terme du prix du marché de l'électricité dans l'avenir, l'offre et la demande d'électricité, les dates de mise en service des nouvelles centrales, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en immobilisations et la durée de vie

utile des centrales. Les flux de trésorerie nets futurs qu'OPG prévoit réaliser sur ses immobilisations pourraient être très différents des valeurs comptables nettes inscrites dans les états financiers consolidés d'OPG.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Fonds de déclassement

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement est en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qu'OPG paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan.

Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible additionnelles ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la CCSN depuis 2003, pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs courants liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les exigences de la CCSN en matière de garantie financière consolidée et les Fonds nucléaires. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % de la garantie provinciale.

La valeur actualisée de la garantie provinciale de 1 551 millions de dollars est en vigueur jusqu'à la fin de 2017. En janvier 2014, OPG a payé une commission de garantie de 8 millions de dollars pour 2014 sur la garantie provinciale de 1 551 millions de dollars. En janvier 2013, OPG a payé une commission de garantie de 8 millions de dollars.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des coûts et des obligations d'OPG liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite dépend des méthodes comptables et des hypothèses retenues pour calculer les montants.

Méthode comptable

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages postérieurs à l'emploi, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, lesquels sont consolidés dans les résultats financiers d'OPG. L'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses démographiques, les gains ou les pertes actuariels, le niveau des salaires, l'inflation et la hausse des prix. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de fonds groupés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les coûts des services passés pour l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite (le « corridor »), selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés, étant donné qu'OPG prévoit réaliser les avantages économiques connexes au cours de cette période. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente aux bilans consolidés la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et de l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts des services passés ou les crédits qui surviennent au cours de l'exercice qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût relatif aux prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné plus haut.

OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement ou du remboursement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif ou du passif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement de montants du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par « compression » la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par « règlement » l'acquittement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Hypothèses comptables

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres. Selon les PCGR des États-Unis, l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts sur les obligations au titre des prestations respectives est cumulée et amortie sur les périodes futures pour les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, et l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts est immédiatement comptabilisée comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés pour les prestations d'invalidité prolongée.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Au 31 décembre 2013, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG s'établissaient à 16 257 millions de dollars (15 522 millions de dollars en 2012). Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG comprennent les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires. Elles se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale. Des coûts seront engagés notamment pour ce qui suit :

- la préparation à l'arrêt sécuritaire;
- l'arrêt sécuritaire;
- le démantèlement;
- la démolition et l'évacuation des installations et du matériel;
- la décontamination et la remise en état des sites;
- la gestion courante et à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité.

Le déclassement d'une centrale nucléaire consiste à préparer la centrale à l'état d'arrêt sécuritaire et à la mettre en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire de 30 ans avant son démantèlement et la remise en état du site. Aux termes du contrat de location des centrales louées à Bruce Power, OPG continue d'être responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce. Aux termes du contrat de location, Bruce Power doit rendre à OPG les centrales Bruce asséchées et déchargées. Les coûts liés à l'assèchement et au déchargement du combustible ne font pas partie des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actualisée de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels générés à ce jour.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, les dates de fin de vie des centrales, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps. Les estimations des passifs nucléaires sont revues continuellement dans le cadre du programme global de gestion des déchets nucléaires. Tout changement des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et le changement correspondant des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisé dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2013, et suivant les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 41 prochaines années.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevaient à 354 millions de dollars au 31 décembre 2013 (345 millions de dollars en 2012). Ces passifs représentent principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ces passifs reposent sur des estimations de

coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. En 2011, OPG a procédé à l'examen de ces passifs pour la majorité de ses centrales thermiques. Au 31 décembre 2013, ces passifs étaient fondés sur les dates de mise hors service estimatives des centrales thermiques s'échelonnant de 2014 à 2030. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs non nucléaires atteint 491 millions de dollars.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Au 31 décembre 2013, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 15 903 millions de dollars (15 177 millions de dollars en 2012). Au 31 décembre 2013, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires en dollars de 2013 pour les cinq prochains exercices et par la suite, se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2014	2015	2016	2017	2018	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires[1]	277	355	487	522	470	31 734	33 845

[1] La majeure partie des dépenses ci-dessus devraient être remboursées par les Fonds nucléaires d'OPG établis par l'ONFA. Les cotisations exigées en vertu de l'ONFA ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés, mais sont prises en compte dans le tableau de la rubrique *Engagements contractuels et commerciaux*.

OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Conformément à l'ONFA conclue entre OPG et la Province, OPG a établi un Fonds pour combustible irradié et un Fonds de déclassement. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde de tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Passifs environnementaux

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, de l'eau et du sol et d'autres questions environnementales. Les passifs environnementaux sont comptabilisés lorsqu'il est probable qu'un passif a été engagé et que le montant du passif peut être évalué avec suffisamment de précision à la date des états financiers. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter certaines autres obligations environnementales. Au 31 décembre 2013, les passifs environnementaux d'OPG s'inscrivaient à 15 millions de dollars (17 millions de dollars en 2012), dont la composante principale est le programme de décontamination des sols.

Dérivés

Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent des exigences de documentation rigoureuses, et l'instrument dérivé désigné comme couverture devrait couvrir efficacement le risque cerné pendant

toute la durée de l'élément de couverture. Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. Une évaluation documentée est effectuée, d'abord au moment de la mise en place de la couverture, puis de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

Expressément pour les couvertures de flux de trésorerie, la portion du gain ou de la perte sur dérivé qui compense efficacement la variation du coût ou de la valeur de l'élément exposé au risque sous-jacent est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu, puis est reclassée dans le bénéfice net lorsque l'opération sous-jacente a lieu. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont comptabilisés en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'être efficace à titre de couverture ou quand un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reportée connexe est décomptabilisé du cumul des autres éléments du résultat étendu pour être comptabilisé dans les résultats de la période considérée.

Une partie de la production non réglementée d'OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Tous les contrats dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés au bilan comme des actifs ou des passifs dérivés, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus de la ligne Divers.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'établissement des prix, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle.

La juste valeur des actifs et passifs financiers, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse et d'autres instruments financiers évalués à la juste valeur et pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, est établie directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change et les dérivés de swap de taux d'intérêt. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées régulièrement afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si la technique ou le modèle d'évaluation ne se fonde pas sur des données de marché observables, on recourt à des techniques d'évaluation précises fondées principalement sur des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur/cours vendeur de transactions similaires et d'autres données pertinentes.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à divers risques, dont le risque de crédit, le risque de change et le risque de taux d'intérêt. La rubrique *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

MODIFICATIONS DE MÉTHODES ET D'ESTIMATIONS COMPTABLES

Durées de vie utile des actifs à long terme

À la suite de l'annonce faite par le ministre de l'Énergie de devancer la date de cessation des activités aux dernières unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke, OPG a ramené de décembre 2014 à décembre 2013 dans les deux cas la date de fin de vie aux fins du calcul de l'amortissement. Cette modification d'estimation a fait augmenter l'amortissement des immobilisations corporelles pour 2013 de 58 millions de dollars, ce qui reflète la comptabilisation devancée de la dotation qui était prévue pour 2014. Cette augmentation a été compensée par les revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

Actifs réglementés des centrales hydroélectriques récemment réglementées

Quarante-huit des centrales hydroélectriques actuellement non réglementées d'OPG sont visées par une réglementation tarifaire qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014. À la date d'entrée en vigueur de la réglementation, OPG prévoit comptabiliser des actifs réglementaires supplémentaires relatifs aux impôts reportés et des montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite. La comptabilisation de l'augmentation des actifs réglementaires relatifs aux impôts reportés qui devrait être recouvrée dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle devrait se solder par un gain extraordinaire d'environ 250 millions de dollars comptabilisé dans les états des résultats consolidés. Les actifs réglementaires supplémentaires relatifs aux obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite devraient entraîner une hausse d'environ 200 millions de dollars comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations au titre des prestations de retraite projetées et des avantages complémentaires de retraite projetés au 31 décembre 2013 était de 4,9 %. Il s'agit d'une hausse par rapport au taux d'actualisation utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2012.

En 2013, OPG a réalisé une évaluation actuarielle aux fins comptables de ses régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite en utilisant des données démographiques en date du 1er janvier 2013 et des hypothèses en date du 31 décembre 2013. Dans le cadre de l'évaluation, les hypothèses démographiques appliquées aux régimes ont été examinées et révisées par des actuaires indépendants. Les hypothèses révisées comprennent l'adoption des points suivants :

- une mise à jour de la table des taux de mortalité d'OPG représentative de l'expérience récente des participants aux régimes de retraite d'OPG
- une nouvelle échelle tenant compte d'une amélioration future prévue des taux de mortalité.

Le déficit des régimes de retraite agréés a diminué, passant de 3 332 millions de dollars au 31 décembre 2012 à 2 461 millions de dollars au 31 décembre 2013, en raison surtout de la hausse des taux d'actualisation à la fin de l'exercice 2013 et du gain sur les actifs de la caisse de retraite en 2013, contrebalancés en partie par l'incidence des nouvelles hypothèses relatives aux taux de mortalité.

L'obligation au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite projetées a diminué, passant de 3 174 millions de dollars au 31 décembre 2012 à 2 719 millions de dollars au 31 décembre 2013, du fait surtout de la hausse des taux d'actualisation et d'une baisse des hypothèses sur les coûts d'indemnisation par participant pour les dépenses de soins de santé, contrebalancées en partie par l'incidence des nouvelles hypothèses relatives aux taux de mortalité.

Au 31 décembre 2013, en raison de la méthode comptable retenue pour les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des services passés pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 3 899 millions de dollars (5 593 millions de dollars en 2012). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2013 et 2012 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2013	**2012**	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	**(886)**	91	**-**	-	**-**	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	**1 339**	1 367	**29**	30	**245**	288
Perte actuarielle nette amortissable	**3 043**	3 079	**50**	72	**78**	662
Perte actuarielle nette non amortie	**3 496**	4 537	**79**	102	**323**	950
Coûts des services passés non amortis	**-**	-	**-**	-	**1**	4

Un changement dans ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts de 2013 comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés[1]	Régimes de retraite complémentaires[1]	Avantages complémentaires de retraite[1]
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(26)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	26	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(52)	(1)	(13)
Diminution de 0,25 %	55	1	14
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	81	2	1
Diminution de 0,25 %	(85)	(2)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	19	4	1
Diminution de 0,25 %	(18)	(3)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	94
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(69)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet.

[1] Excluant l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite.

Prises de position comptables récentes

Résultat étendu – Présentation de montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu

En février 2013, le Financial Accounting Standards Board a publié une mise à jour du Topic 220 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), qui exige la présentation de nouvelles informations pour les éléments reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu. Les entités doivent présenter composante par composante des informations sur les éléments importants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu, soit dans les états des résultats consolidés ou séparément dans les notes afférentes aux états financiers, avec un renvoi au poste touché aux états des résultats consolidés. OPG a appliqué les modifications pour ses périodes financières ouvertes à compter du 1er janvier 2013.

Sociétés de placement

Pour les périodes de présentation de l'information financière ouvertes à compter du 1er janvier 2014, OPG a adopté la mise à jour du Topic 946, *Investment Companies* de l'ASC. En se fondant sur l'étendue modifiée de la norme, OPG a conclu qu'OPG Ventures Inc., le Fonds de déclassement, le Fonds pour combustible irradié et la Fiducie en vertu de la LDCN doivent être comptabilisés comme des sociétés de placement. Puisque les placements de ces entités sont déjà comptabilisés à la juste valeur, il n'y a eu aucun écart d'évaluation au moment de l'adoption de cette mise à jour. Toutefois, OPG est tenue de présenter des informations additionnelles dans ses états financiers consolidés.

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Compte tenu de la décision prise en 2011 par OPG d'adopter les PCGR des États-Unis, comme l'exige la Loi, le plan de conversion d'OPG aux IFRS, en date du 1er janvier 2012, a été abandonné. Avant l'adoption des PCGR des États-Unis comme fondement de l'information financière d'OPG, la Société prévoyait adopter les IFRS à compter du 1er janvier 2012. OPG avait pratiquement achevé son projet de conversion aux IFRS, qui comprenait des phases de diagnostic, d'élaboration et de mise en œuvre distinctes, lorsqu'elle a interrompu le projet et commencé l'évaluation de la conversion aux PCGR des États-Unis au quatrième trimestre de 2011. Le projet de conversion aux IFRS d'OPG comprenait notamment une évaluation détaillée de l'incidence des IFRS sur les états financiers d'OPG, une mise à niveau de ses systèmes d'information pour respecter les exigences des IFRS en date du 1er janvier 2011, une évaluation des contrôles internes à l'égard de l'information financière et des contrôles et procédures de communication de l'information, ainsi que la formation du personnel clé des finances et des opérations. S'il se révèle nécessaire de passer aux IFRS à une date ultérieure, les travaux de conversion pourront être redémarrés efficacement afin de disposer de suffisamment de temps pour évaluer les changements survenus après la décision d'interrompre le projet et de tirer des conclusions à ce sujet.

Au cours du premier trimestre de 2014, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (CVMO) quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107* sur les principes comptables et normes d'audit acceptables. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ou à offrir dans le public des émissions de titres d'emprunt. La dispense prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- le 1er janvier 2019
- l'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à la réglementation des tarifs
- la date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board pour l'application obligatoire d'une Norme internationale d'information financière propre aux entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs.

Cette dispense remplace l'exemption qu'OPG avait obtenue en décembre 2011 de la CVMO. Aux termes de la dispense accordée en 2011, OPG pouvait déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2012, mais avant le 1er janvier 2015.

GESTION DES RISQUES

Aperçu

OPG fait face à divers risques qui pourraient avoir une incidence significative sur ses objectifs stratégiques, opérationnels, financiers et environnementaux ainsi que sur ses objectifs touchant la santé et la sécurité. La gestion des risques a pour but d'identifier et d'atténuer ces risques et de préserver la valeur des investissements de l'actionnaire dans les actifs d'OPG.

Structure de gouvernance de la gestion des risques

Le comité de surveillance des risques du conseil d'administration aide ce dernier à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques pour la Société. Un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles et du responsable de la gestion des risques, aide le comité de surveillance des risques à s'acquitter de ses responsabilités en matière de gouvernance et de surveillance liées aux activités de gestion des risques d'OPG.

Activités de gestion des risques

OPG est confrontée à une grande variété de risques propres à ses activités. Le cadre de gestion des risques de l'entreprise est conçu pour cerner et évaluer les risques en tenant compte de leur incidence potentielle sur la capacité de la Société d'atteindre des objectifs d'affaires précis.

Les activités d'information sur la gestion des risques sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques de l'entreprise, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Tout d'abord, les unités fonctionnelles répertorient, passent en revue et évaluent les risques qui pourraient les empêcher d'atteindre les objectifs de leur plan d'affaires. Ensuite, ces risques sont classés en ordre de priorité en fonction de leur incidence possible sur les objectifs commerciaux d'OPG. Le groupe de gestion des risques de l'entreprise évalue aussi les faits nouveaux externes qui pourraient avoir une incidence sur le profil de risque de l'entreprise et facilite l'identification et l'évaluation des risques émergents. De plus, les hauts dirigeants d'OPG établissent les risques stratégiques de plus grande portée, puis priorisent les risques opérationnels, tactiques et stratégiques afin de déterminer les plus grands risques pour la Société.

La haute direction établit également les limites de risque pour les activités de financement, d'approvisionnement et de négociation de la Société et s'assure que des politiques et processus de gestion des risques efficaces sont en place pour veiller à la conformité à ces limites afin de maintenir un bon équilibre entre le risque et le rendement. Le processus de gestion des risques de l'entreprise d'OPG consiste à assurer un suivi des activités de gestion des risques à l'égard des principaux risques identifiés sur une base régulière. Cela permet au groupe de gestion des risques de l'entreprise de présenter chaque trimestre les faits nouveaux importants se rapportant à ces risques au comité directeur de gestion des risques et au comité de surveillance des risques.

Aux fins de communication de l'information, certains risques principaux sont présentés dans cinq grandes catégories, soit risques opérationnels, risques financiers, risques liés à la réglementation, risques d'entreprise et risques environnementaux. Pour chaque catégorie, les risques sont décrits brièvement ci-après.

Risques opérationnels

Risques liés aux activités des centrales existantes

OPG est exposée à une production variable de ses centrales existantes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur son rendement financier.

Les risques opérationnels s'entendent des risques qui sont en règle générale inhérents à l'exploitation des installations de production d'électricité. Ils peuvent entraîner l'interruption des activités des centrales ou rendre incertaine la production future. Les risques opérationnels inhérents à une centrale dépendent généralement de l'âge des centrales et de la technologie utilisée.

Centrales nucléaires

Exploiter un parc de centrales nucléaires désuètes expose OPG à des risques uniques comme des interruptions fortuites de la production, une augmentation des coûts d'exploitation et des risques associés aux activités de gestion des déchets nucléaires.

L'exploitation de centrales nucléaires expose OPG à des risques particuliers comme la détérioration plus importante que prévu des composantes et des systèmes des centrales, aux risques associés au secteur du nucléaire, à la chaîne d'approvisionnement (qualité des fournisseurs), à la manipulation, à l'entreposage et à l'évacuation des déchets nucléaires ainsi qu'au risque d'accident nucléaire. La principale incidence de ces risques est une augmentation des exigences en matière de sécurité et le déclassement possible d'une unité de production. Ces risques pourraient entraîner un recul de la production prévue et des revenus, et une hausse des coûts d'exploitation.

L'incertitude associée au volume d'électricité produite par les centrales nucléaires CANDU (réacteur canadien à deutérium-uranium) d'OPG découle principalement de l'état des composantes et systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. Les canaux de combustible sont vraisemblablement la composante à durée limitée qui aura la plus grande incidence sur la fin de vie des centrales. Parmi les autres facteurs importants relevés à ce jour, citons la dégradation des moteurs des pompes du circuit caloporteur primaire et les canaux de combustible à la centrale nucléaire Darlington. En outre, des questions de performance relatives à la manipulation du combustible ont été relevées aux centrales nucléaires Darlington et Pickering. Pour relever ces défis, OPG continue de mettre en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance afin de surveiller la performance et de déterminer quels sont les projets et les mesures correctives nécessaires pour lui permettre d'exercer ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception.

Il arrive que des composantes des centrales se détériorent de manière inattendue, forçant les exploitants à intensifier la surveillance, à mener d'importants travaux de réparation ou à prendre des mesures correctives exceptionnelles. Le déclassement d'une unité nucléaire pourrait survenir afin de maintenir une marge d'exploitation sûre, ce qui entraînerait une diminution de la production. Lorsque des situations imprévues surgissent, un programme de surveillance précis est établi. La principale incidence de ces situations sur OPG est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme. L'atténuation de tels risques pourrait engendrer des travaux supplémentaires pendant les interruptions, ce qui pourrait accroître le nombre d'interruptions ou prolonger la durée des interruptions planifiées.

Le processus de production d'électricité par les centrales nucléaires produit des déchets nucléaires. Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement de toutes ses centrales nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power. Il n'existe actuellement aucune installation autorisée au Canada pour l'élimination permanente du combustible nucléaire irradié ou des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité.

Pour répondre à la nécessité d'éliminer à long terme les déchets de faible activité et de moyenne activité, OPG est en train d'élaborer les plans d'un dépôt géologique en profondeur. L'opposition à l'aménagement d'un dépôt géologique en profondeur pour l'élimination du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne

activité pourrait empêcher OPG, ses entrepreneurs et ses sous-traitants de mettre au point des plans d'élimination qui seraient acceptables pour les principales parties prenantes. De même, l'opposition au stockage prolongé du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité sur ses sites est possible. D'autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur le risque résiduel entourant les activités de gestion des déchets nucléaires comprennent la performance humaine et les exigences des organismes de réglementation.

La SGDN a élaboré un processus visant l'adoption de l'approche de gestion adaptative progressive comme solution à long terme pour la gestion des déchets nucléaires du Canada. Entre-temps, OPG stocke et gère le combustible irradié sur les sites de ses centrales nucléaires.

Maintien en activité de la centrale Pickering

OPG prévoit maintenir en activité, de façon sécuritaire et fiable, les unités de la centrale nucléaire Pickering jusqu'en 2020, pour les mettre ensuite en état d'arrêt sécuritaire pour déclassement futur. Le plan énergétique à long terme de 2013 précise que la fermeture devancée des unités de la centrale nucléaire Pickering est possible, et dépend des facteurs ci-dessous :

- la demande d'électricité prévue à l'avenir;
- le progrès du programme de remise en état du parc de centrales;
- l'achèvement en temps opportun de la centrale des transformateurs Clarington.

L'incapacité de maintenir les activités pourrait entraîner la diminution des produits d'OPG, devancer la fermeture et augmenter les frais de fermeture et de déclassement de la centrale.

Les facteurs de risque en ce qui a trait aux activités poursuivies de la centrale Pickering comprennent la découverte de situations imprévues, des pannes d'équipement et le besoin d'apporter des modifications importantes aux centrales. Afin d'atténuer ces risques, OPG continue d'exercer des activités comme celles qui suivent :

- des travaux de gestion du cycle de vie des canaux de combustible;
- une stratégie en matière de réglementation et une analyse économique à l'appui des dates de fin de vie optimales des réacteurs;
- la modification de la stratégie d'exploitation et de maintenance à l'appui du maintien en activité des centrales.

En août 2013, la CCSN a prolongé le permis d'exploitation de la centrale nucléaire Pickering jusqu'au 31 août 2018, sous réserve d'un point d'arrêt réglementaire qui contraint OPG à respecter plusieurs conditions. Le risque est atténué en prenant les mesures nécessaires pour respecter le point d'arrêt à temps sous la supervision de la haute direction.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques liés aux niveaux d'eau, à l'âge des immobilisations de production et à la sécurité des barrages.

La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. D'importantes variations des conditions climatiques, y compris les changements climatiques, pourraient avoir une incidence sur les débits d'eau. OPG gère ce risque au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte des caractéristiques d'efficience des unités, de la disponibilité de l'eau et des plans en cas d'interruptions. Les données sont évaluées par rapport aux modèles, examinées et rajustées sur une base continue. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée actuelle, l'incidence financière des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques qui sous-tendent les tarifs hydroélectriques réglementés et les conditions réelles est comptabilisée dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques autorisé par la CEO. En septembre 2013, OPG a présenté à la CEO une demande visant l'élargissement du compte d'écarts afin d'y inclure la plus grande partie de la production des centrales hydroélectriques nouvellement réglementées. Si la demande est approuvée par la CEO, les variations de la production hydroélectrique attribuables

aux conditions hydrologiques de la plus grande partie de la production des centrales hydroélectriques nouvellement réglementées seront comptabilisées dans le compte d'écarts.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie et la majorité de l'équipement de production hydroélectrique a plus de 50 ans. L'âge de l'équipement et des composantes civiles crée des risques pour la fiabilité de certaines centrales hydroélectriques. OPG gère ce risque en matière de fiabilité en effectuant des inspections et des travaux de maintenance continus des composantes principales. Elle procède également à des examens techniques et des évaluations de l'état des centrales pour déterminer les travaux qui seront nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales.

Le secteur Production hydroélectrique exploite 228 barrages à l'échelle de la Province. Il n'existe pas à l'heure actuelle de législation sur la sécurité des barrages dans la Province. En août 2011, le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario a publié des directives techniques après une période de consultation publique. Ces directives techniques, qui ne sont pas un règlement, représentent les normes gouvernementales en matière de sécurité des barrages.

En général, les pratiques d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique près des barrages dépassent les exigences minimales prescrites par les directives techniques du ministère des Richesses naturelles. En outre, à l'heure actuelle, OPG élabore une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques au nom du ministère des Richesses naturelles de l'Ontario afin d'établir une priorité des résultats des évaluations de la sécurité des barrages. OPG pourrait éventuellement engager des coûts supplémentaires pour certains barrages qu'elle exploite afin de satisfaire à toute nouvelle exigence.

Centrales thermiques

Pour continuer de se prévaloir de l'option que les unités Nanticoke et Lambton fonctionnent avec d'autres combustibles, OPG devra se doter d'un mécanisme de recouvrement des coûts. La CAE visant la centrale Lennox ne permet pas le recouvrement de tous les coûts préétablis sur la durée du contrat.

OPG a attribué un statut aux unités Nanticoke et Lambton qui lui permet de continuer de se prévaloir de l'option de convertir celles-ci au gaz naturel ou à la biomasse à l'avenir, si cela s'avérait nécessaire. OPG s'attend à devoir engager des coûts pour maintenir le statut de ces centrales. Aucun mécanisme ne permet à l'heure actuelle de recouvrer ces coûts.

La conversion de certaines unités des centrales Lambton et Nanticoke à des combustibles de remplacement, comme le gaz naturel, la biomasse et la biénergie gaz-biomasse, est conditionnelle à la conclusion d'ententes appropriées sur le recouvrement des coûts avec l'OEO.

Les centrales thermiques Lennox et Thunder Bay d'OPG fonctionnent en tant qu'installations à capacité de pointe, selon leurs caractéristiques propres et la demande du marché.

La CAE visant la centrale Lennox conclue avec l'OEO en décembre 2012 accorde à OPG un rendement et couvre les frais de maintenance, les coûts indirects, les coûts fixes du combustible et les dépenses en immobilisations de la centrale sur la durée du contrat de dix ans. Toutefois, certains risques financiers existent quant au recouvrement des coûts réels pendant la durée du contrat, si ces coûts s'avéraient supérieurs aux hypothèses prévues dans la CAE visant la centrale Lennox.

Le contrat de fiabilité impérative pour la centrale Thunder Bay conclu avec la SIERE est venu à échéance le 31 décembre 2013. Au-delà de 2013, aucun mécanisme ne permet de recouvrer les coûts directs de la centrale Thunder Bay lorsqu'elle est alimentée au charbon. En 2013, le ministère de l'Énergie a annoncé qu'une unité de la centrale Thunder Bay sera convertie pour utiliser des technologies de pointe pour la combustion de la biomasse. Le ministère a demandé à l'OEO de négocier une entente de recouvrement des coûts de cinq ans avec OPG pour les

unités de production utilisant cette technologie. Conformément au mandat qu'elle a reçu du ministère de l'Énergie, OPG cessera d'utiliser le charbon à cette centrale d'ici la fin de 2014.

Risques liés aux principaux projets de développement

Les risques associés au coût, à l'échéancier et aux aspects techniques des principaux projets de développement pourraient avoir une incidence négative sur le rendement financier d'OPG et sur sa réputation.

OPG a entrepris de nombreux projets hautement capitalistiques nécessitant des investissements considérables. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable de gérer ces projets, d'obtenir les approbations nécessaires, de mobiliser les capitaux nécessaires, ou de recouvrer en entier les dépenses en capital en temps voulu. Les principaux projets comprennent la remise en état de la centrale Darlington, le projet de la rivière Lower Mattagami et d'autres projets hydroélectriques et thermiques, comme la conversion des centrales Atikokan et Thunder Bay.

Remise en état de la centrale Darlington

Selon les prévisions de conception initiale, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2019 et 2020. La remise en état de la centrale nucléaire Darlington devrait en prolonger la durée de vie d'environ 30 ans. Si les objectifs de la remise en état n'étaient pas atteints, il pourrait en résulter de futures interruptions forcées et interruptions planifiées plus complexes, ce qui pourrait avoir une incidence sur la durée de vie utile après la remise en état de la centrale. Afin d'atténuer ce risque, et dans le cadre du processus de planification initiale du projet, les composantes de tous les systèmes critiques de la centrale ont été inspectées. Cette inspection consistait à évaluer l'état actuel des systèmes et à déterminer les travaux à exécuter pendant les interruptions prévues pour la remise en état. Les travaux de base de remise en état portent sur d'importantes composantes à durée limitée comme les tubes de force. Dans le cadre du processus de planification du projet, OPG continue de définir la portée du projet, cherche à obtenir les approbations des organismes de réglementation et négocie les contrats, afin de réduire l'incertitude associée aux coûts et au calendrier des remises en état. OPG continue à collaborer avec son actionnaire pour établir un mécanisme de recouvrement des coûts approprié à l'égard du projet, tout en évaluant son incidence sur les consommateurs.

Lower Mattagami

Le travail dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami avance bien et chacun des sites devrait être mis en service à la date prévue d'achèvement ou avant cette date. Les principaux risques qui planent sur l'atteinte des objectifs incluent les contestations juridiques possibles ou les blocus que pourraient lever des groupes opposés aux divers aspects du projet, ainsi que les problèmes de qualité de l'équipement et du matériel entraînant des délais au cours de la mise en service. La gestion de ces risques comprend l'embauche d'un entrepreneur compétent pour la construction du projet, le maintien de relations de travail solides avec les parties prenantes au projet et la mise en œuvre d'un programme rigoureux de gestion de la qualité et de la mise en service.

Autres projets de développement

Les projets qui en sont aux étapes initiales sont exposés aux retards dans l'avancement des travaux ou aux annulations possibles en raison de retards imprévus dans la réception des permis ou des approbations, qui pourraient toucher diverses parties prenantes externes. OPG s'efforce d'atténuer ces risques en contactant rapidement les organismes gouvernementaux concernés et en entrant régulièrement en communication avec eux, en consultant diligemment les parties prenantes externes et en surveillant continuellement le succès de l'entrepreneur au chapitre de l'obtention des permis.

Ces projets pourraient aussi faire face à une augmentation des coûts de l'équipement et de la construction, ce qui pourrait compromettre leur viabilité économique. OPG surveille continuellement les tendances des coûts afin d'être informée des problèmes nouveaux. OPG veille à gérer et à limiter toute hausse des coûts, lorsque cela est possible, par des stratégies appropriées d'attribution de contrats.

Risques financiers

OPG est exposée à un certain nombre de risques individuels liés au marché financier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur son rendement financier et son exploitation.

OPG est exposée à un certain nombre de risques financiers, un bon nombre découlant de l'exposition d'OPG au risque lié à la volatilité des marchés des marchandises, des actions et du change, et aux fluctuations des taux d'intérêt. Les coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite pourraient aussi subir l'incidence de la volatilité de ces marchés et des fluctuations des taux d'intérêt. OPG gère ces nombreux risques complexes afin de réduire l'incertitude ou d'atténuer leur incidence négative potentielle sur les résultats financiers de la Société.

Marchés des marchandises

Les variations du prix du marché de l'électricité ou des combustibles servant à produire l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et les flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

Afin de gérer le risque de hausses imprévisibles du prix des combustibles, la Société a des programmes de couverture sur combustibles qui comprennent des contrats à prix fixes et à prix indexés.

Les revenus d'OPG provenant de ses actifs non réglementés sont également touchés par les variations du prix du marché général ou du marché au comptant de l'électricité. La plus grande partie de ce risque cessera d'exister au moment de l'entrée en vigueur de tarifs réglementés pour la plupart des centrales hydroélectriques actuellement non réglementées d'OPG, qui sont visées par la réglementation des tarifs par la CEO à partir du 1er juillet 2014. Au cours du premier semestre de 2014, une variation de 1 $/MWh du prix prévu de l'électricité sur le marché au comptant aurait une incidence d'environ 7 millions de dollars sur les revenus des activités non réglementées d'OPG.

Les pourcentages de la production, des exigences en matière d'émissions et des besoins en combustible prévus couverts d'OPG sont les suivants :

	2014	2015	2016
Production estimative couverte[1]	90 %	98 %	100 %
Besoins en combustible estimatifs couverts[2]	80 %	68 %	64 %
Exigences en matière d'émissions de monoxyde d'azote (« NO ») estimatives[3]	100 %	100 %	100 %
Exigences en matière d'émissions de SO_2 estimatives couvertes[3]	100 %	100 %	100 %

[1] Représente la tranche en mégawattheures de la production future prévue assujettie aux tarifs réglementés établis par la CEO; les conventions avec la SIERE, la SFIEO, et l'OEO, ou d'autres contrats d'électricité utilisés à titre de couvertures.

[2] Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production prévue (et les objectifs de fin d'exercice pour le stock de combustible) de tous les types d'installations (nucléaires et thermiques) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le prix du combustible. Le combustible excédentaire en stock pendant une année donnée est attribué à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture.

[3] Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production thermique prévue pour laquelle OPG a acheté, s'est vu affecter ou a reçu des quotas et des crédits de réduction des émissions afin de respecter ses obligations en vertu du *Règlement de l'Ontario 397/01* en matière d'environnement.

Marchés des capitaux

La valeur de marché des placements détenus par les Fonds nucléaires d'OPG et le régime de retraite agréé d'OPG pourrait être nettement touchée par les variations de divers facteurs du marché, comme les cours boursiers, les taux d'intérêt, l'inflation et le prix des marchandises.

Risque de marché des Fonds nucléaires

Le Fonds de déclassement et le Fonds pour combustible irradié comprennent des placements dans certaines catégories d'actifs, notamment les titres à revenu fixe, les titres de capitaux propres nationaux et internationaux, les fonds groupés et les portefeuilles de biens immobiliers canadiens et d'infrastructures. Ces fonds sont gérés dans le but de produire au fil du temps un rendement suffisant pour répondre aux obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations. Le rendement de ces fonds distincts est tributaire de divers facteurs comme la conjoncture actuelle et future des marchés des capitaux, qui est intrinsèquement incertaine.

En ce qui a trait au Fonds pour combustible irradié, la Province garantit un taux de rendement annuel de 3,25 %, plus la variation de l'IPC de l'Ontario, pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Une variation de la valeur du fonds, résultant de fluctuations des marchés financiers, liée à la première tranche de 2,23 millions de grappes n'a pas d'incidence sur le bénéfice d'OPG. Le risque de marché lié à l'investissement des fonds réservés pour les grappes additionnelles est assumé par OPG, ce qui n'est pas le cas pour les cotisations visées par la garantie de rendement de la Province.

Le rendement des Fonds nucléaires liés aux centrales louées à Bruce Power dépend du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce créé par la CEO. Le compte d'écarts atténue partiellement le risque de marché pour les Fonds nucléaires, car il englobe les écarts entre le rendement réel et le rendement prévu des Fonds nucléaires, dans la mesure où ils se rapportent aux centrales nucléaires louées à Bruce Power. Le rendement prévu désigne le rendement approuvé par la CEO dans l'établissement des prix réglementés pour la production nucléaire.

Le risque résiduel d'incidence négative sur les résultats financiers d'OPG continue d'exister en raison de la volatilité du marché des capitaux et des marchés des marchandises qui rejaillit particulièrement sur les Fonds nucléaires.

Obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Les obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi d'OPG comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance de soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Les coûts et obligations d'OPG au titre des avantages postérieurs à l'emploi et les cotisations d'OPG aux régimes de retraite pourraient être considérablement touchés à l'avenir par divers facteurs, dont : la modification des hypothèses actuarielles, comme un changement des taux d'actualisation utilisés; les rendements futurs des placements; les gains et pertes actuariels; la situation actuelle de capitalisation des régimes de retraite; une modification des avantages; des changements dans l'environnement réglementaire, y compris des modifications éventuelles à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario); les dessaisissements; et l'incertitude quant à l'exactitude de l'évaluation actuarielle.

Le régime de retraite agréé d'OPG, qui couvre la plupart des employés et des retraités, est un régime contributif à prestations déterminées, indexé pour tenir compte de l'inflation. Les cotisations au régime de retraite agréé d'OPG sont calculées au moyen d'évaluations actuarielles, qui sont déposées auprès des organismes de réglementation appropriés au moins tous les trois ans. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG a été effectuée en date du 1er janvier 2011. D'après l'évaluation actuarielle, en plus de sa cotisation minimum obligatoire, OPG peut aussi verser des cotisations volontaires étant donné le déficit du régime de retraite agréé. OPG continuera d'évaluer les obligations en matière de cotisations au régime de retraite agréé. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1er janvier 2014 au plus tard et être déposée au plus tard le 30 septembre 2014. Le risque que la cotisation d'OPG au régime de retraite agréé augmente de façon marquée par suite de l'évaluation actuarielle de 2014 est plausible. Les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des

avantages complémentaires de retraite ne sont pas capitalisées et les prestations sont versées au personnel à même les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Marchés des changes et de taux d'intérêt

Les bénéfices et les flux de trésorerie d'OPG peuvent être touchés par des fluctuations du dollar américain relativement au dollar canadien et par les taux d'intérêt en vigueur pour ses programmes d'emprunts et de placements.

Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, puisque les combustibles et certains services et fournitures achetés pour les centrales sont surtout libellés en dollars américains. En outre, le prix du marché de l'électricité en Ontario est sensible au taux de change en raison de l'interaction entre les marchés interconnectés de l'Ontario et des États américains avoisinants. Le marché au comptant de l'électricité de l'Ontario est aussi influencé par des prix en dollars américains pour des marchandises comme le gaz naturel entrant dans la production de l'électricité. Pour gérer ce risque, OPG a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et les dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques approuvées. Au 31 décembre 2013, OPG avait des contrats de change à terme en cours d'un notionnel de 36 millions de dollars américains.

La majeure partie de la dette existante d'OPG porte intérêt à des taux fixes. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de refinancer une dette existante ou de souscrire de nouveaux financements. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer des éléments de risque de taux d'intérêt associés à du nouveau financement prévu. Au 31 décembre 2013, OPG avait des swaps de taux d'intérêt en cours d'un notionnel de 100 millions de dollars pour couvrir le risque de taux d'intérêt.

Négociation

Les activités de négociation d'OPG peuvent avoir une incidence sur son rendement financier.

Les activités de négociation d'OPG sont étroitement surveillées, et l'évaluation des risques globaux ainsi que les rapports sur ces évaluations sont présentés à la haute direction quotidiennement. Le risque financier lié aux activités de négociation est évalué notamment au moyen d'une mesure connue sous le nom de « valeur à risque » ou « VaR », définie comme la perte potentielle maximale probabiliste future d'un portefeuille en termes monétaires, en fonction de conditions de marché normales et pour une période déterminée. En 2013, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette s'échelonnant de néant à 1 million de dollars, comparativement à une fourchette de néant à 0,5 million de dollars en 2012.

Crédit

La détérioration du crédit des contreparties et la non-rentabilité des fournisseurs et des entrepreneurs pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et le flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

La Société est exposée au risque de crédit par le truchement des ventes d'électricité, des activités de négociation d'électricité, des activités de couverture, des activités de trésorerie, y compris les activités d'investissement, ainsi que des transactions commerciales avec ses divers fournisseurs de biens et de services. Le risque de crédit associé aux ventes d'électricité d'OPG est considéré comme faible, puisque la plus grande partie des ventes sont effectuées sur le marché au comptant géré par la SIERE. La SIERE surveille le degré de solvabilité de tous les intervenants du marché.

Parmi les autres principales composantes du risque de crédit, citons celles associées aux fournisseurs de services et de produits liés par contrat. OPG gère le risque lié aux divers fournisseurs ou « risque de contrepartie » en évaluant leur situation financière et en s'assurant que des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés sont fournies à OPG.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'exposition d'OPG au risque de crédit de toutes les contreparties du fait des activités de transaction et de négociation de l'électricité, au 31 décembre 2013 :

Notation de crédit[1]	Nombre de contreparties[2]	Risque possible[3] *(en millions de dollars)*	Risque possible pour les contreparties les plus importantes — Nombre de contreparties	Risque possible pour les contreparties les plus importantes — Risque de contrepartie *(en millions de dollars)*
Qualité supérieure	23	29	4	24
Qualité inférieure	5	2	1	2
SIERE[4]	1	347	1	347
Total	29	378	6	373

[1] Les notes sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles faites par des agences de notation externes, de même que sur le soutien de crédit fourni par l'intermédiaire de garanties de la société mère, de lettres de crédit ou d'autres sûretés fournies.

[2] Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

[3] Le risque possible est l'appréciation statistique par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.

[4] Le risque de crédit assumé par la SIERE a atteint un sommet de 648 millions de dollars en 2013. Le risque de crédit et les montants à recevoir qui y sont associés varient chaque mois en fonction des ventes d'électricité. Le montant mensuel à recevoir de la SIERE est généralement versé à OPG au cours du mois suivant conformément au calendrier des versements de la SIERE.

Liquidités

Hausser les exigences de liquidités peut avoir des répercussions sur les projets de dépenses en immobilisations.

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des projets d'amélioration des immobilisations. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les investissements dans de nouvelles capacités de production, les obligations de capitalisation annuelles en vertu de l'ONFA, les cotisations aux régimes de retraite, les paiements des prestations d'avantages complémentaires de retraite et autres avantages du personnel et le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIEO. OPG doit s'assurer d'avoir la capacité financière et un accès suffisant à du financement abordable pour financer ses besoins de capitaux. La rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

Obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations et Fonds nucléaires

L'estimation des coûts pour les obligations liées aux déchets nucléaires est fondée sur des hypothèses qui évoluent au fil du temps et qui pourraient se répercuter sur les cotisations d'OPG aux Fonds nucléaires visant à couvrir ces coûts.

Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible nucléaire irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement éventuel de toutes ses centrales nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power. En vertu de règles et règlements variés, OPG doit fournir l'estimation des coûts associés à ses obligations au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement. Ces estimations de coûts sont fondées sur de nombreuses hypothèses sous-jacentes, y compris des hypothèses qui comportent une incertitude quant à la fin de vie des centrales et au volume des déchets nucléaires. L'augmentation des coûts estimés associés aux obligations au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement ou un changement dans la stratégie d'OPG en matière de déclassement pourraient faire augmenter les cotisations d'OPG aux Fonds nucléaires conformément aux mises à jour du plan de référence de l'ONFA. Afin d'atténuer cette incertitude inhérente, OPG a entrepris d'examiner les hypothèses sous-jacentes et les estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans. Certaines hypothèses sous-jacentes, comme la fin de vie des centrales et le volume prévu des déchets nucléaires, sont examinées chaque année, les changements étant évalués pour en connaître l'incidence sur les

passifs. Les changements qui touchent des décisions opérationnelles, comme les décisions de remise en état et de fermeture prématurée d'unités, sont examinés au moment où ils se présentent, et OPG utilise les renseignements existants sur les coûts de base pour évaluer les incidences sur le solde des passifs nucléaires. Si des changements de situation étaient évalués comme étant importants, une nouvelle évaluation anticipée des coûts de base pourrait être effectuée avant la fin de la période de cinq ans.

Les cotisations d'OPG aux Fonds nucléaires sont établies en fonction des plans de référence de l'ONFA, lesquels doivent être mis à jour au moins tous les cinq ans. La variation du montant des cotisations est déterminée par les variations de la valeur des Fonds nucléaires et par les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations connexes. Aux fins de la mise à jour des plans de référence de l'ONFA, la valeur des Fonds nucléaires est évaluée à un moment précis. Une diminution de la valeur des Fonds nucléaires pourrait alors accroître les cotisations devant être versées par OPG en vertu de l'ONFA.

Risques liés à la réglementation et à la législation

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur ses activités et sa situation financière.

OPG est assujettie à la réglementation de divers organismes comme la CEO et la CCSN. Les risques associés au fait d'être une entité réglementée comprennent l'incapacité possible de récupérer au complet les capitaux investis et les coûts d'exploitation, la baisse des bénéfices et l'augmentation des coûts d'exploitation. Les incidences défavorables de ces risques sont atténuées en maintenant des relations étroites avec les organismes de réglementation afin de relever rapidement les problèmes et d'en discuter.

Réglementation des tarifs

D'importantes incertitudes demeurent quant à l'issue des procédures tarifaires qui déterminent les tarifs réglementés pour les activités à tarifs réglementés d'OPG.

Les tarifs de l'électricité produite par les installations visées par règlement d'OPG sont actuellement établis par la CEO au moyen d'une méthode fondée sur une prévision du coût du service. Comme c'est le cas pour tous les tarifs réglementés établis au moyen de cette méthode, il y a un risque que les tarifs établis par l'organisme de réglementation ne permettent pas de recouvrer tous les coûts réels engagés au titre des activités à tarifs réglementés ou que les activités à tarifs réglementés ne génèrent pas un rendement au taux adéquat.

En septembre 2013, OPG a déposé une demande afin d'obtenir de nouveaux tarifs réglementés du coût du service pour les centrales actuellement réglementées et les centrales hydroélectriques actuellement non réglementées, qui sont visées par un tarif réglementé qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014, pour 2014 et 2015. Le degré d'incertitude inhérente à l'issue de cette demande est grandement élevé, car dans le cadre de la demande, un certain nombre de facteurs importants doivent être pris en compte, notamment le projet du tunnel Niagara, le projet de transformation des activités d'OPG, les coûts de rémunération des employés, la remise en état de la centrale Darlington et l'inclusion de 48 centrales hydroélectriques réglementées supplémentaires dans la portée de la réglementation. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la demande, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux*.

Risques liés à la législation

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur ses activités et sa situation financière.

OPG continue de surveiller les activités des gouvernements provincial et fédéral afin de déterminer si les lois futures auront une incidence sur ses activités, et d'avoir une participation active auprès de ceux-ci.

Le plan énergétique à long terme de 2013 a été publié par la Province le 2 décembre 2013. Le document soutient plusieurs des projets et initiatives proposés par OPG. Une analyse du plan énergétique à long terme de 2013 peut

être consultée à la rubrique *Plan énergétique à long terme de l'Ontario* de la section *Faits nouveaux* du présent rapport de gestion.

Exigences de la réglementation nucléaire

Un parc de centrales nucléaires désuètes ou une modification des codes techniques ou des lois peut augmenter le risque d'ajout d'exigences réglementaires en matière de production nucléaire.

L'incertitude associée aux exigences de la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux risques technologiques et aux modifications des codes techniques. Le fait de satisfaire à ces exigences pourrait contribuer à hausser les coûts d'exploitation et peut, dans certains cas, entraîner une réduction ou l'élimination de la capacité de production d'une centrale ou le remplacement précoce d'une composante. En outre, les activités des centrales nucléaires sont souvent directement influencées par des circonstances ou des événements survenant à d'autres centrales nucléaires partout dans le monde. Ces circonstances ou événements pourraient inciter la CCSN à apporter des changements réglementaires dont les répercussions sur le coût et les activités futures des centrales nucléaires d'OPG pourraient être importantes.

En janvier 2014, le gouvernement fédéral a déposé le projet de loi C-22 édictant la nouvelle *Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire*. Dès qu'il entrera en vigueur, le projet de loi C-22 fera passer la limite de responsabilité en matière d'accident nucléaire de 75 millions de dollars à une somme initiale de 650 millions de dollars, puis respectivement à 750 millions de dollars, à 850 millions de dollars et, enfin, à 1 milliard de dollars pour chaque année subséquente.

Risques d'entreprise

Les perspectives commerciales d'OPG pourraient être touchées négativement par de nombreux risques d'entreprise, comme ceux liés à la demande et à l'offre d'électricité, aux ressources humaines, à la santé et la sécurité et à la réputation de l'entreprise. Les principaux risques qui pourraient avoir une incidence éventuelle sur les activités, la réputation, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'OPG sont analysés ci-après.

Marché de l'électricité de l'Ontario

La conjoncture du marché de l'électricité de l'Ontario pourrait influer sur les revenus et les activités d'OPG.

La production d'OPG et sa part de marché continuent de subir l'incidence de facteurs externes, notamment l'arrivée de nouveaux participants sur le marché ontarien, les activités concurrentielles des participants au marché, la demande d'électricité en Ontario, les tarifs réglementés d'électricité, les changements à la réglementation, les tarifs d'électricité de gros dans les marchés interconnectés, et la capacité d'ensemble du système de transport de l'Ontario.

La production de base excédentaire pose problème et continuera d'en représenter un si de la nouvelle production est mise en service alors que la demande a diminué ou n'a pas augmenté au même rythme que les ajouts de capacité. Pour OPG, la production de base excédentaire peut entraîner des déversements d'eau aux centrales hydroélectriques ainsi que le recul de la production des centrales nucléaires et aggraver l'usure de l'équipement des centrales en raison de l'intensification de la répartition.

La SIERE gère les situations de production de base excédentaire en répartissant les unités en fonction de l'offre et pourrait demander à OPG, lorsqu'une unité n'est plus viable économiquement, de réduire la production hydroélectrique et de déverser l'eau ou encore de réduire la production des centrales nucléaires. Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire, autorisé par la CEO, peut atténuer l'incidence financière des déversements d'eau actuellement réglementés aux centrales hydroélectriques en cas de production de base excédentaire. À l'heure actuelle, il n'existe pas de mécanisme semblable pour le recouvrement des pertes résultant des situations de production de base excédentaire influant sur les centrales hydroélectriques ou nucléaires non réglementées d'OPG. En septembre 2013, OPG a présenté à la CEO une demande visant l'élargissement du compte

d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire afin d'y inclure la plus grande partie de la production des centrales hydroélectriques nouvellement réglementées. Si la demande est approuvée par la CEO, le compte pourrait aussi servir à atténuer l'incidence financière des déversements attribuables aux situations de production de base excédentaire pour les centrales hydroélectriques visées par les tarifs réglementés à compter du 1er juillet 2014.

La structure du marché de l'électricité de l'Ontario est assujettie à la réglementation et aux règles du marché, et des changements apportés à ces derniers pourraient influer sur les revenus d'OPG. L'unique actionnaire, soit la SIERE, ou la CEO ou tout autre organisme de réglementation peut modifier la réglementation ou en instituer de nouvelles, ce qui pourrait avoir une incidence sur la capacité d'OPG de dégager des revenus ou de récupérer les coûts appropriés.

Gens et culture

La situation financière d'OPG pourrait subir l'incidence d'une pénurie de ressources humaines compétentes ou ayant les compétences adéquates pour ses besoins opérationnels.

La formation de nouveaux leaders et le maintien de personnel dans les postes essentiels à l'échelle d'OPG sont des facteurs déterminants du succès de cette dernière. Le transfert efficace des connaissances de ceux qui occupent les postes essentiels à l'échelle d'OPG aux futurs leaders contribue également au succès d'OPG. OPG continue d'être exposée au risque associé à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées dans des secteurs spécifiques, y compris pour les postes de leadership et de gestion de projets. En outre, le processus de transformation des activités d'OPG devrait entraîner la compression d'environ 2 330 emplois pour les activités courantes au cours de la période du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2016.

Il existe aussi un risque de déséquilibre entre les niveaux de réduction naturelle des employés et les niveaux de ressources nécessaires pour satisfaire aux demandes futures d'OPG. Afin d'atténuer ce risque, OPG a entrepris une initiative globale de planification de la main-d'œuvre et a établi des processus de surveillance continue afin d'évaluer les risques, les problèmes et les besoins de recrutement de façon régulière. En outre, OPG maintient l'importance des programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de conservation du savoir afin d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre. OPG prévoit subvenir à ses besoins en matière de ressources humaines en profitant de la réduction naturelle des employés grâce à un réaménagement du travail et à une simplification des processus.

En date du 31 décembre 2013, environ 89 % de la main-d'œuvre permanente d'OPG était représentée par un syndicat. La convention collective conclue entre OPG et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique est en vigueur jusqu'au 31 mars 2015. La convention collective entre OPG et la Society of Energy Professionals vient à échéance le 31 décembre 2015.

En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction à des membres de 20 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, la législation entourant le budget provincial de l'Ontario comprenait des mesures influant sur OPG, notamment une réforme des régimes de retraite du secteur public et des restrictions en matière de rémunération des cadres jusqu'à ce que l'Ontario cesse de se trouver en situation de déficit budgétaire. Ces changements pourraient nuire à la capacité d'OPG de retenir ou d'attirer du personnel qualifié, y compris des cadres, ce qui pourrait influer sur les activités d'OPG.

Santé et sécurité

Le programme de contrôle des risques et de gestion de la sécurité d'OPG est conçu pour gérer efficacement les risques de sécurité dans les secteurs à risque élevé.

Les activités d'OPG impliquent divers risques inhérents de sécurité au travail. OPG est résolue à atteindre son objectif de zéro blessure et d'amélioration continue en appliquant un système officiel de gestion de la sécurité à l'échelle de la Société et particulièrement dans chacune des installations. Ce système permet à OPG de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité et l'exposition des employés et des entrepreneurs aux risques.

Réputation de l'entreprise

OPG est exposée au risque de réputation associé aux changements d'opinion des diverses parties prenantes à l'égard de son profil public. OPG met sur pied diverses activités d'assurance et de gestion des risques afin de gérer les risques pour sa réputation.

À titre de fournisseur d'une partie importante de l'électricité de la Province, il est essentiel pour OPG de maintenir une réputation sans tache. OPG s'efforce d'établir et de maintenir sa réputation au moyen de nombreuses pratiques, y compris des programmes d'engagement social à l'échelle de la Province, des pratiques de gouvernance appropriées et transparentes et la communication efficace avec les parties prenantes. En outre, OPG met sur pied des programmes d'amélioration continue de diverses activités d'assurance et de gestion des risques. Des plans de gestion et d'intervention en cas de problème sont élaborés afin de traiter les questions de réputation particulières à mesure qu'elles se présentent.

Réseaux de transport et d'interconnexion

OPG pourrait faire face à des contraintes liées au transport qui pourraient avoir une incidence sur ses activités et sur sa capacité à approvisionner en électricité les marchés de l'électricité de l'Ontario.

OPG dépend de la capacité et de la fiabilité des réseaux de transport de l'Ontario qui connectent ses générateurs au réseau ontarien et, enfin aux clients en Ontario. En Ontario, la capacité de ces réseaux de transport est limitée dans certaines circonstances et l'accroissement de la capacité des réseaux doit être approuvé par la CEO.

L'Ontario peut aussi faire face à des contraintes de transport dans les marchés interconnectés ou attribuables à ceux-ci et sa capacité d'importer ou d'exporter de l'électricité peut en souffrir. La capacité et la fiabilité opérationnelle de ces réseaux d'interconnexion, de transport et de distribution sont des facteurs qui peuvent avoir une incidence sur la répartition de la SIERE en Ontario, influant ainsi possiblement sur la capacité d'OPG d'approvisionner le réseau ontarien. Cela pourrait entraîner une importante perte de revenus de production et une augmentation des coûts.

Propriété provinciale

L'engagement d'OPG à maximiser le rendement de l'investissement de l'actionnaire dans les actifs d'OPG pourrait faire concurrence à l'obligation de l'actionnaire de réagir sur une foule de questions.

La Province détient la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'OPG. Par conséquent, la Province détermine la composition du conseil d'administration d'OPG et exerce une influence directe sur les décisions importantes, y compris celles qui se rapportent au développement des projets, au calendrier et à la stratégie à l'égard des demandes de tarifs réglementés, au dessaisissement d'actifs, au financement et à la structure du capital. OPG pourrait recevoir de son actionnaire des directives la forçant à entreprendre des activités qui entraînent une augmentation des dépenses, ou qui réduisent les revenus ou le rendement, par rapport aux activités ou aux stratégies qui auraient autrement été entreprises. De plus, les intérêts commerciaux d'OPG et les intérêts généraux de la Province pourraient entrer en conflit étant donné l'obligation de la Province de réagir sur une foule de questions influant sur l'environnement commercial d'OPG.

Technologies de l'information

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend notamment de la gestion efficace de ses besoins en matière de systèmes de technologie de l'information (« TI »). Des pannes des systèmes de TI pourraient avoir une incidence négative sur OPG.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de l'infrastructure complexe des systèmes de TI que la Société doit mettre au point ou sous-traiter et gérer. Si OPG n'était pas en mesure de combler ses besoins en matière de TI, de gérer efficacement les menaces de cyber attaques ou les changements et les conversions de systèmes, des pannes de systèmes pourraient survenir, ou encore la Société pourrait être incapable de faire en sorte que ses systèmes de TI soient alignés pour soutenir ses activités. De plus, OPG pourrait être exposée à des risques d'exploitation et à des atteintes à sa réputation ou à des pertes financières en cas d'atteinte à la sécurité informatique. Pour atténuer ces risques, OPG surveille de près ses besoins en matière de systèmes et de services de TI ainsi que les changements à son contexte opérationnel.

Fournisseurs

Si les fournisseurs stratégiques faillaient à leurs engagements ou s'il était impossible de diversifier la liste de fournisseurs, les résultats financiers et la réputation d'OPG pourraient être touchés négativement.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de son accès à des fournisseurs d'équipement, de matériel et de services. La perte de fournisseurs clés d'équipement, de matériel et de services, particulièrement pour le secteur de la production nucléaire, pourrait avoir une incidence sur cette capacité. OPG atténue ce risque dans la mesure du possible par la négociation efficace de contrats et par l'emploi de solides libellés, ainsi que par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs.

Marchés de l'électricité interconnectés

OPG est l'un des nombreux participants qui se font concurrence sur les marchés interconnectés.

OPG livre concurrence sur les marchés de l'électricité interconnectés tout en tenant compte de nombreux facteurs externes, y compris : le coût du transport de l'électricité vers ces marchés; le prix de l'électricité dans ces marchés; la concurrence exercée par d'autres producteurs et vendeurs d'électricité; l'état de la déréglementation en Ontario et dans les marchés interconnectés; les taux de change; toute nouvelle barrière commerciale; et les coûts pour se conformer aux normes environnementales imposées par ces marchés. OPG Energy Trading, la filiale de négociation d'OPG, conserve un permis de la Federal Energy Regulatory Commission.

Contrats de location, partenariats et filiales

Le rendement financier d'OPG pourrait s'en ressentir si les risques liés aux contrats de location et aux partenariats devaient se réaliser.

OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power et est partie à diverses ententes de partenariat relatives à la propriété et à l'exploitation des centrales nucléaires.

En vertu du contrat de location des centrales Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où la moyenne annuelle du PHEO chute sous les 30 $/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus à l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé. Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées à l'état des résultats consolidé.

Pour 2013, la moyenne annuelle du PHEO a chuté sous les 30 $/MWh et, par conséquent, OPG devra verser un paiement au titre de la location de 79 millions de dollars à Bruce Power en 2014. En outre, en raison d'une baisse prévue de la moyenne annuelle future du PHEO, la juste valeur du dérivé constituant un passif a augmenté de

33 millions de dollars au cours de 2013. Le dérivé constituant un passif s'est établi à 346 millions de dollars au 31 décembre 2013, comparativement à 392 millions de dollars au 31 décembre 2012. La diminution prévue de la moyenne annuelle future du PHEO constitue un risque annuel qui persistera jusqu'à ce que les unités Bruce qui sont soumises à ce mécanisme cessent leurs activités, que certaines unités soient remises en état ou que le contrat de location prenne fin. Ce risque est atténué dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, car les revenus tirés de la location des centrales Bruce sont inclus dans l'établissement des prix réglementés pour la production des installations nucléaires et sont visés par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

CNP, filiale d'OPG, a été créée pour offrir des services de gestion et des services techniques dans les domaines de la production d'électricité au moyen de l'énergie nucléaire et thermique et de la production d'hydroélectricité. CNP compte sur les compétences techniques d'OPG pour offrir ses services.

Les centrales exploitées ou louées par OPG ou sur lesquelles OPG exerce un contrôle conjoint courent divers risques opérationnels, financiers, réglementaires et environnementaux.

Poursuite des activités et gestion des situations d'urgence

Les catastrophes naturelles, les aléas technologiques, ou les accidents d'origine humaine peuvent avoir une incidence sur la poursuite des activités d'OPG.

OPG est en outre exposée à des incidents possibles ou réels ou à des événements comme des catastrophes naturelles, des aléas technologiques ou des accidents d'origine humaine qui pourraient menacer la poursuite des activités d'OPG. OPG peut être exposée à un événement important pour lequel elle n'est pas pleinement assurée ou ne serait pas indemnisée, ou à une partie qui pourrait ne pas respecter ses obligations en matière d'indemnisation.

Le programme de continuité des activités d'OPG fournit un cadre qui rend les processus opérationnels essentiels résilients notamment en facilitant l'élaboration de plans d'intervention en cas de risque et d'exercices de continuité des activités. Le programme de gestion des situations d'urgence d'OPG veille à ce que la Société gère les situations d'urgence efficacement en temps opportun. Le programme d'OPG et les diverses procédures permettent de mettre en œuvre immédiatement les mesures nécessaires pour protéger la santé et la sécurité des employés et du public et à contenir l'incidence de l'événement sur la sécurité du site, la capacité de production et l'environnement. Les éléments du programme sont conçus pour répondre aux exigences légales et réglementaires. Les deux programmes visent à protéger la santé et la sécurité des employés, du public et des intervenants d'urgence, l'environnement et les actifs et la réputation d'OPG.

Collectivités des Premières nations et des Métis

L'issue des négociations avec les collectivités des Premières nations et des Métis en Ontario dépend de nombreux facteurs comme la législation et les précédents créés par les décisions des tribunaux.

OPG peut faire l'objet de plaintes des collectivités des Premières nations et des Métis. Ces plaintes peuvent découler des projets et des aménagements d'installations de production liés à l'exploitation passée d'Ontario Hydro pouvant avoir eu une incidence sur les titres ou les droits des Premières nations ou des Métis. Les précédents créés par les décisions des tribunaux ont aussi une incidence sur les négociations et la résolution de griefs historiques.

OPG a une politique sur les relations avec les Premières nations et les Métis qui définit son engagement de nouer et d'entretenir des relations positives avec ces collectivités. OPG a réussi à résoudre certains griefs historiques. Cependant, l'issue des négociations en cours et futures avec les collectivités des Premières nations et des Métis dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris les lois et règlements, qui peuvent changer au fil du temps.

Risques environnementaux

OPG peut être assujettie à des amendes, à des pénalités et à des réclamations si elle ne se conforme pas aux lois environnementales applicables. Des changements dans les règlements environnementaux peuvent mener à la non-conformité de certaines activités existantes, à l'incapacité possible de se conformer, à des responsabilités éventuelles et à des coûts pour OPG.

Des modifications apportées aux lois environnementales pourraient créer des risques de conformité et donner lieu à des responsabilités éventuelles qui pourraient nécessiter l'installation de technologies de contrôle, l'achat de crédits de réduction des émissions, de quotas ou de crédits compensatoires, ou la réduction de la production d'électricité. En outre, certaines des activités d'OPG peuvent nuire à l'habitat naturel, mettre en péril la faune et la flore aquatiques et terrestres, ou contaminer les sols et l'eau, ce qui nécessiterait la prise de mesures de décontamination. Par ailleurs, le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris des ordonnances ou des accusations.

OPG doit se conformer aux normes et lignes directrices pour la conservation de biens patrimoniaux provinciaux qui sont entrées en vigueur en juillet 2010. OPG est tenue de mettre en œuvre un programme de conservation du patrimoine, et certaines centrales et certains actifs de production pourraient être désignés biens patrimoniaux. Ainsi, la Société pourrait devoir engager des coûts afin de répondre aux exigences de la *Loi sur le patrimoine de l'Ontario*.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, Infrastructure Ontario, l'OEO et les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE, la SFIEO et des entités sous contrôle conjoint. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

(en millions de dollars)	Revenus	Charges	Revenus	Charges
	2013		2012	
Hydro One				
Ventes d'électricité	**15**	-	10	-
Services	-	**14**	-	14
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	-	**124**	-	118
Commission de garantie	-	**8**	-	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	-	**755**	-	282
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	-	**560**	-	64
Commission de garantie au titre des prestations de retraite	-	**1**	-	2
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	-	**208**	-	201
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	**187**	-	189
Impôts sur le capital	-	**1**	-	(3)
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	-	**28**	-	77
Entente de soutien d'urgence	**360**	-	283	-
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées durant l'approvisionnement de nouvelles unités de production nucléaire	-	-	-	(1)
SIERE				
Ventes d'électricité	**3 754**	**62**	3 823	34
Services auxiliaires	**125**	-	56	-
OEO	**136**	-	92	-
	4 390	**1 948**	4 264	985

Les soldes aux 31 décembre entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-dessous :

(en millions de dollars)	2013	2012
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	**2**	3
SIERE	**317**	337
SFIEO	**67**	84
OEO	**14**	16
PEC	**2**	2
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	**3**	2
SFIEO	**51**	51
Province d'Ontario	**2**	3

INFORMATION SUR LA GOUVERNANCE ET SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES

L'information à fournir sur la gouvernance et sur le comité d'audit et des finances est comprise dans la Notice annuelle de 2013 d'OPG.

CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2013. La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG (comme il est défini dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) étaient efficaces en date du 31 décembre 2013.

Il n'y a eu aucune modification importante des contrôles internes à l'égard de l'information financière dans la plus récente période intermédiaire qui a eu ou pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière d'OPG.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres clos les 31 décembre 2013	2012
Ventes de la production réglementée	**801**	821
Ventes sur le marché au comptant	**87**	106
Comptes d'écarts	**37**	272
Divers	**249**	(4)
Revenus	**1 174**	1 195
Charges liées au combustible	**176**	207
Comptes d'écarts	**(9)**	(8)
Total des charges liées au combustible	**167**	199
Marge brute	**1 007**	996
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**720**	734
Amortissement	**236**	169
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**189**	181
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(166)**	(170)
Restructuration	**2**	-
Impôt foncier et impôt sur le capital	**10**	7
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	**16**	75
Autres revenus	**(7)**	-
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**23**	75
Intérêts débiteurs, montant net	**23**	28
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**-**	47
(Recouvrement) charge d'impôts	**(4)**	16
Bénéfice net	**4**	31

Le bénéfice net a diminué de 27 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2013 par rapport à celui du trimestre correspondant de 2012. L'information qui suit résume les principaux éléments qui ont entraîné l'écart du bénéfice net :

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices :

- diminution de 67 millions de dollars de la marge brute attribuable à la baisse de la production nucléaire de 1,3 TWh.

Principaux facteurs qui ont entraîné l'augmentation du bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices :

- hausse du bénéfice de 25 millions de dollars du secteur Production thermique non réglementée, compte non tenu de l'incidence des autres revenus et des frais de restructuration, principalement en raison de la hausse des revenus tirés des contrats
- hausse de 13 millions de dollars de la marge brute des secteurs de production hydroélectrique, attribuable à la hausse des volumes de production.

Rendement des Fonds nucléaires

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2013, le rendement des Fonds nucléaires s'est élevé à 166 millions de dollars, ce qui est légèrement inférieur au rendement de 170 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2012. La

diminution de 4 millions de dollars résulte surtout d'un ajustement pour constater la surcapitalisation du Fonds de déclassement, déduction faite de la hausse du rendement du Fonds pour combustible irradié et de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Autres revenus

Les autres revenus ont augmenté de 7 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2013 par rapport à ceux de la période correspondante de 2012, surtout en raison de la perte de 9 millions de dollars constatée en 2012 par suite de la radiation de coûts liés au projet de conversion au gaz de la centrale Thunder Bay.

Impôts sur les bénéfices

Le recouvrement d'impôts pour le quatrième trimestre de 2013 s'est établi à 4 millions de dollars et contraste avec une charge d'impôts de 16 millions de dollars pour la période correspondante de 2012. La diminution de la charge d'impôts est principalement attribuable à une réduction du bénéfice avant impôts sur les bénéfices au quatrième trimestre de 2013 et à une diminution des composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires.

Prix de vente moyens et revenus moyens

Les prix de vente moyens et les revenus moyens se présentent comme suit :

	Trimestres clos les 31 décembre	
(¢/kWh)	**2013**	**2012**
PHEO moyen pondéré	**2,3**	2,5
Production nucléaire réglementée[1]	**5,7**	5,6
Production hydroélectrique réglementée[1]	**4,0**	3,5
Production hydroélectrique non réglementée[1]	**2,5**	2,6
Production thermique non réglementée[1]	**-**	2,2
Revenus moyens pour OPG[2]	**5,6**	5,3
Revenus moyens pour tous les producteurs d'électricité, sauf OPG[3]	**9,8**	8,4

[1] Les prix de vente moyens correspondent aux ventes de la production nettes ou aux ventes sur le marché au comptant divisées par le volume de production net.

[2] Les revenus moyens d'OPG comprennent les revenus des activités à tarifs réglementés, les revenus par référence au marché et les autres revenus tirés de l'énergie principalement liés aux ententes de recouvrement des coûts à l'égard des centrales Nanticoke, Lambton, Thunder Bay et Lennox, et les revenus tirés des CAE hydroélectriques.

[3] Les revenus des autres producteurs d'électricité correspondent à la somme de la demande horaire en Ontario multipliée par le PHEO, majorée du total des paiements d'ajustements globaux, majorée de la somme des exportations horaires nettes multipliée par le PHEO, diminuée des revenus de production d'électricité d'OPG.

L'augmentation des prix de vente moyens des secteurs réglementés d'OPG au cours du quatrième trimestre de 2013 s'explique par l'approbation par la CEO des nouveaux avenants tarifaires qui sont entrés en vigueur le 1er janvier 2013. Les prix de vente moyens des secteurs de production non réglementée d'OPG ont diminué au cours du quatrième trimestre de 2013 surtout en raison d'une diminution du PHEO.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres s'est établie comme suit :

(TWh)	Trimestres clos les 31 décembre 2013	2012
Production nucléaire réglementée	**10,7**	12,0
Production hydroélectrique réglementée	**4,8**	4,4
Production hydroélectrique non réglementée	**3,6**	3,2
Production thermique non réglementée	**0,2**	1,0
Total de la production d'électricité d'OPG	**19,3**	20,6
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario	**19,8**	17,3

Le recul de 1,3 TWh de la production d'électricité au cours du quatrième trimestre de 2013 s'explique surtout par la baisse de la production d'électricité des secteurs Production nucléaire réglementée et Production thermique non réglementée. La diminution de la production d'électricité de ces secteurs a en partie été compensée par l'augmentation de la production hydroélectrique. L'augmentation des jours d'interruption planifiée du secteur nucléaire et la fin des activités des unités restantes alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke ont été les principaux inducteurs de la diminution de la production.

La demande primaire de l'Ontario s'est établie à 35,6 TWh au cours du quatrième trimestre de 2013, ce qui représente une légère hausse par rapport à une demande de 34,8 TWh au cours du quatrième trimestre de 2012.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 ont atteint 191 millions de dollars, comparativement à 154 millions de dollars pour la période correspondante de 2012. L'accroissement des flux de trésorerie est dû principalement aux rentrées tirées de la production plus élevées au cours du quatrième trimestre de 2013.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement au cours du trimestre clos le 31 décembre 2013 ont atteint 400 millions de dollars, comparativement à 415 millions de dollars pour la période correspondante de 2012. Cette légère diminution s'explique essentiellement par la diminution des dépenses en immobilisations engagées pour le projet du tunnel de Niagara et le projet de la rivière Lower Mattagami au cours du quatrième trimestre de 2013, mais a été en partie contrebalancée par la hausse des dépenses en immobilisations engagées pour le projet de remise en état de la centrale Darlington.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 ont atteint 20 millions de dollars, comparativement à 83 millions de dollars pour la période correspondante de 2012. La diminution des flux de trésorerie est imputable principalement à la baisse du nombre de titres de créance émis pour le projet de la rivière Lower Mattagami au cours du quatrième trimestre de 2013.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières tirées des états financiers consolidés intermédiaires non audités d'OPG pour chacun des huit derniers trimestres. Ces informations financières ont été préparées conformément aux PCGR des États-Unis.

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2013 clos les 31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	**1 174**	**1 244**	**1 190**	**1 255**	**4 863**
Bénéfice net	**4**	**30**	**73**	**28**	**135**
Résultat net par action *(en dollars)*	**0,02 $**	**0,12 $**	**0,28 $**	**0,11 $**	**0,53 $**

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2012 clos les 31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 195	1 213	1 125	1 199	4 732
Bénéfice net	31	139	43	154	367
Résultat net par action *(en dollars)*	0,12 $	0,54 $	0,17 $	0,60 $	1,43 $

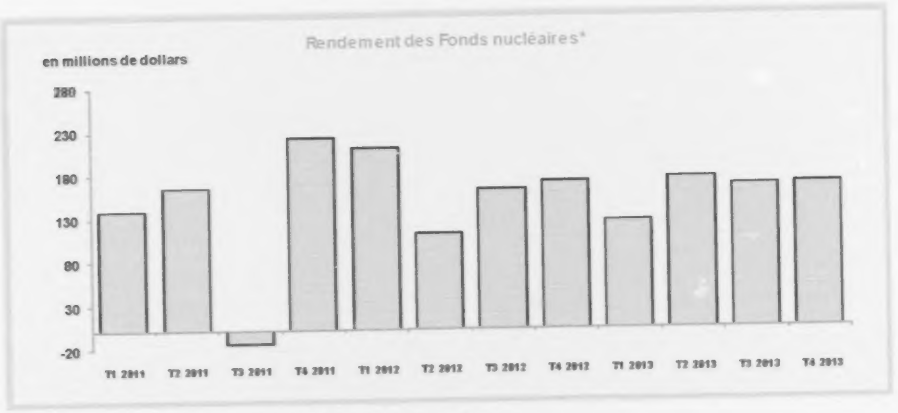
(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2011 clos les 31 décembre *(ajustés)*	30 septembre *(ajustés)*	30 juin *(ajustés)*	31 mars *(ajustés)*	Total *(ajustés)*
Revenus	1 228	1 250	1 202	1 284	4 964
Bénéfice net (perte nette)	230	(154)	109	153	338
Résultat net par action *(en dollars)*	0,90 $	(0,61) $	0,43 $	0,60 $	1,32 $

Bilan aux 31 décembre

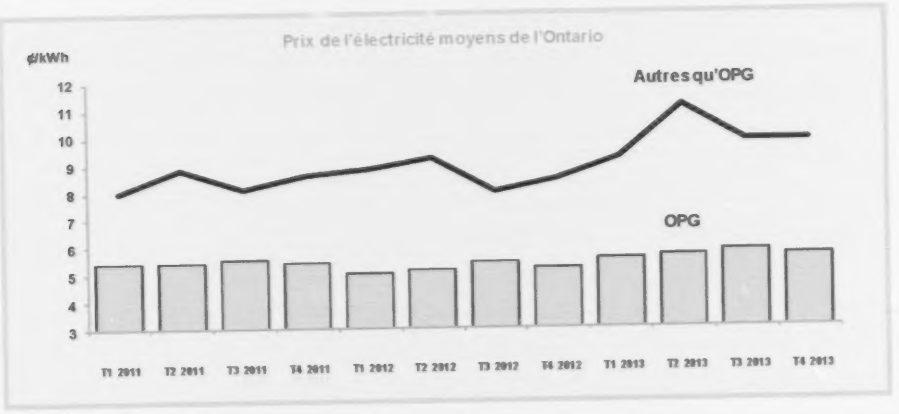
(en millions de dollars)	2013	2012	2011 *(ajustés)*
Total de l'actif	**38 091**	37 601	34 443
Total du passif à long terme	**28 652**	28 789	25 387
Actions ordinaires en circulation *(en millions)*	**256,3**	256,3	256,3

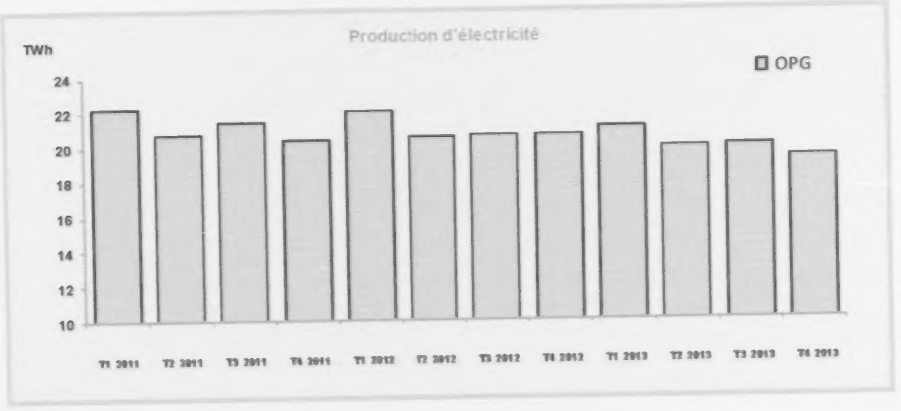
Tendances

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés par les variations de la demande qui résultent surtout des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Par le passé, les revenus d'OPG ont généralement été plus élevés au premier trimestre en raison des besoins de chauffage et au troisième trimestre en raison des besoins de climatisation.



*déduction faite du compte d'écarts réglementaires





Les autres éléments qui ont eu une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) de certains des trimestres présentés ci-dessus sont décrits ci-après :

- Augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite en 2011, surtout du fait de l'utilisation de taux d'actualisation plus bas en 2011.

- Diminution des revenus au premier trimestre de 2011, résultant principalement d'une baisse des revenus comptabilisés pour le contrat d'approvisionnement en énergie de la centrale Lennox et de la diminution des revenus tirés de la production thermique. La diminution des revenus a été en partie compensée par une hausse des revenus relatifs à l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO pour les centrales alimentées au charbon Nanticoke et Lambton, ainsi que par l'accroissement des revenus tirés de la production nucléaire.
- Baisse de la marge brute en 2011 surtout attribuable à l'arrêt des ajouts au compte d'écarts de pertes fiscales, suivant la décision rendue par la CEO en mars 2011.
- OPG a comptabilisé un actif réglementaire de 41 millions de dollars dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite au deuxième trimestre de 2011, ce qui a donné lieu à des réductions des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et de la charge d'impôts de respectivement 30 millions de dollars et 11 millions de dollars.
- Comptabilisation par OPG de charges de restructuration de 19 millions de dollars au troisième trimestre de 2011, au titre des indemnités de départ liées à la fermeture des deux unités alimentées au charbon à la centrale Nanticoke le 31 décembre 2011.
- Au troisième trimestre de 2011, OPG a procédé à une révision des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour la plupart de ses centrales thermiques, qui a entraîné la comptabilisation d'une perte de 81 millions de dollars conformément aux PCGR des États-Unis pour le secteur Production thermique, et un bénéfice de 15 millions de dollars pour le secteur Divers.
- Diminution des revenus au quatrième trimestre de 2011 surtout en raison d'une diminution de la production dans les secteurs de la production hydroélectrique non réglementée et de la production nucléaire, et de la baisse des prix de vente.
- Augmentation de la charge d'impôts en 2011 relativement à la résolution de bon nombre d'incertitudes fiscales pour certaines années d'imposition antérieures, et comptabilisation en 2011 de crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles liés à des années d'imposition antérieures.
- Baisse de la marge brute au premier trimestre de 2012 attribuable principalement à une baisse des revenus tirés de la production hydroélectrique non réglementée en raison de la baisse des prix de vente de l'électricité et de la baisse de la production, et baisse des revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence, surtout en raison de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale Nanticoke pour le secteur Production thermique non réglementée.
- Diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au premier trimestre de 2012 en raison de l'incidence de la constatation d'un actif réglementaire lié au compte de report selon les PCGR des États-Unis autorisé par la CEO au cours du premier trimestre de 2012.
- Diminution de la marge brute au deuxième trimestre de 2012 principalement attribuable à la baisse des prix de vente de l'électricité et à la baisse des revenus tirés de la production hydroélectrique non réglementée.
- Diminution de l'amortissement des immobilisations corporelles au deuxième trimestre de 2012 surtout en raison de la constatation de l'actif réglementaire pour le compte de report des passifs nucléaires par suite de l'approbation en juin 2012 du plan de référence de 2012 en vertu de l'ONFA.
- Au 31 décembre 2012, le Fonds de déclassement était surcapitalisé. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate en comptabilisant un montant à payer à la Province.

- Au cours des premier et troisième trimestres de 2013, diminution du bénéfice net par suite du recul de la production nucléaire et hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liés à la production nucléaire par suite de l'augmentation du nombre d'interruptions et de l'accroissement des activités de maintenance.

- Augmentation des coûts des indemnités de départ comptabilisés au cours du troisième trimestre de 2013, principalement en raison de la déclaration des actionnaires mandatant OPG de cesser l'utilisation du charbon aux centrales Lambton et Nanticoke d'ici le 31 décembre 2013.

De plus amples renseignements sur OPG, y compris sa notice annuelle, ses états financiers consolidés audités au 31 décembre 2013 et pour l'exercice clos à cette date et les notes y afférentes, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

AUTRES MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

En plus de présenter le bénéfice net selon les PCGR des États-Unis, le rapport de gestion, les états financiers consolidés audités aux 31 décembre 2013 et 2012 et pour les exercices clos à ces dates et les notes y afférentes d'OPG présentent certaines mesures financières non conformes aux PCGR. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et ne sont donc probablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs.

OPG utilise ces mesures non conformes aux PCGR pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation de son rendement. Les lecteurs du rapport de gestion, des états financiers consolidés et des notes y afférentes utilisent ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités de la Société. OPG est d'avis que ces indicateurs sont importants étant donné qu'ils fournissent d'autres renseignements sur son rendement, facilitent la comparaison de résultats de différentes périodes et présentent une mesure conforme à sa stratégie qui consiste à exercer ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net calculé selon les PCGR des États-Unis, mais plutôt comme indicateur du rendement d'exploitation. La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

1) Le **RCP** correspond au bénéfice net divisé par les capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu pour la période. Il est mesuré sur une période de douze mois close le 31 décembre et calculé comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2013**	**2012**
RCP		
Bénéfice net	**135**	367
Divisé par : capitaux propres moyens, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu	**8 951**	8 700
RCP *(en pourcentage)*	**1,5**	4,2

2) La **couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation** correspond aux flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés. Il s'agit des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ajustés pour tenir compte des intérêts payés, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels et des variations des soldes du fonds de roulement hors caisse pour la période. Les intérêts débiteurs ajustés comprennent les intérêts débiteurs, montant net, majorés des intérêts créditeurs, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels, des intérêts appliqués aux actifs et aux passifs réglementaires et des intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de

retraite et les avantages complémentaires de retraite, moins le rendement prévu des actifs des régimes pour la période.

La **couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation** est mesurée sur une période de douze mois close le 31 décembre et calculée comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2013**	**2012**
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 174**	876
Ajouter : intérêts payés	**255**	246
Déduire : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	**(127)**	(126)
Ajouter : variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	**(239)**	(172)
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts	**1 063**	824
Intérêts débiteurs ajustés		
Intérêts débiteurs, montant net	**86**	117
Ajouter : intérêts créditeurs	**10**	7
Ajouter : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	**127**	126
Ajouter : intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires[1]	**66**	17
Ajouter : intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite moins le rendement prévu des actifs des régimes	**92**	103
Intérêts débiteurs ajustés	**381**	370
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie d'exploitation *(nombre de fois)*	**2,8**	2,2

1 Le montant pour la période de douze mois close le 31 décembre 2012 a été ajusté pour tenir compte de tous les ajustements aux produits d'intérêt liés aux actifs et passifs réglementaires.

3) La **marge brute** se définit comme les revenus diminués des charges liées au combustible.

4) Le **bénéfice** désigne le bénéfice net.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec

Relations avec les investisseurs 416-592-6700

1-866-592-6700

investor.relations@opg.com

Relations avec les médias 416-592-4008

1-877-592-4008

www.opg.com

www.sedar.com

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés annuels et du rapport de gestion incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG »).

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels, comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* de l'Ontario, entré en vigueur le 1er janvier 2012. Le rapport de gestion a été préparé conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières, y compris le Règlement 51-102 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et ses exigences publiées connexes.

Les états financiers consolidés et l'information figurant dans le rapport de gestion comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, de façon raisonnable, qu'il aura une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation de la Société. En outre, dans le cadre de la préparation de l'information financière, nous devons interpréter les exigences décrites plus haut, établir la pertinence des renseignements qui seront inclus et faire des estimations et poser des hypothèses qui influent sur l'information présentée. Le rapport de gestion comprend également des informations à l'égard de l'incidence des opérations et des événements actuels, des sources de trésorerie et de financement, des tendances d'exploitation, des risques et des incertitudes. Les résultats réels qui seront atteints peuvent différer de manière importante de notre évaluation actuelle de cette information, puisque les événements et les circonstances futurs pourraient ne pas se produire tel qu'il a été prévu.

Pour assumer notre responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, nous maintenons un système complet de contrôles internes et d'audit interne, y compris des contrôles organisationnels, des contrôles des procédures et des contrôles internes à l'égard de l'information financière, et nous nous fondons sur ce système. Notre système de contrôles internes comprend la communication écrite de nos politiques et procédures régissant la conduite des affaires et la gestion du risque, la planification d'ensemble de nos activités, la répartition efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et la responsabilité personnelle, la sélection soigneuse et la formation du personnel, ainsi que des méthodes comptables, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance de contrôles internes appropriés des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous procédons également régulièrement à l'audit des contrôles internes. Ces contrôles et ces audits sont établis dans le but de nous fournir l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2013. Par conséquent, nous, en qualité de président et

chef de la direction et de chef des finances d'OPG, attesterons les documents d'information annuels d'OPG déposés auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, attestation qui porte sur la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité d'audit et des finances, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques et de l'évaluation des opérations importantes et des opérations entre parties liées.

Les états financiers consolidés ont été audités par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport des auditeurs indépendants précise les responsabilités des auditeurs et l'étendue de leur audit et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les auditeurs indépendants, comme il a été confirmé par le comité d'audit et des finances, ont eu un accès direct et sans restriction au comité d'audit et des finances, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de l'audit et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière produite par OPG et à l'efficacité du système de contrôles internes.

Tom Mitchell
Président et chef de la direction

Robin Heard
Chef des finances intérimaire

Le 6 mars 2014

RAPPORT DES
AUDITEURS INDÉPENDANTS

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'Ontario Power Generation Inc., qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2013 et 2012, et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des variations des capitaux propres pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que des contrôles internes qu'elle considère comme nécessaires pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les auditeurs prennent en considération les contrôles internes de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2013 et 2012, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Toronto, Canada

Le 6 mars 2014

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Experts-comptables autorisés

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars, sauf indication contraire)*	**2013**	**2012**
Revenus *(note 16)*	**4 863**	4 732
Charges liées au combustible *(note 16)*	**708**	755
Marge brute *(note 16)*	**4 155**	3 977
Charges *(note 16)*		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**2 747**	2 648
Amortissement *(note 4)*	**963**	664
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**756**	725
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(628)**	(651)
Impôt foncier et impôt sur le capital	**53**	47
Restructuration *(note 22)*	**50**	3
	3 941	3 436
Bénéfice avant autres revenus, intérêts et impôts sur les bénéfices	**214**	541
Autres revenus *(notes 16 et 19)*	**(38)**	(10)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**252**	551
Intérêts débiteurs, montant net *(note 7)*	**86**	117
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**166**	434
Charge d'impôts *(note 9)*	**31**	67
Bénéfice net	**135**	367
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars)*	**0,53**	1,43
Actions ordinaires en circulation *(en millions)*	**256,3**	256,3

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2013**	**2012**
Bénéfice net	**135**	367
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Gain net (perte nette) sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[1]	**14**	(11)
Reclassement dans le résultat net de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[2]	**13**	18
Reclassement dans le résultat net de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite[3]	**42**	27
Gain actuariel (perte actuarielle) et crédits pour les services passés lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite[4]	**226**	(123)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	**295**	(89)
Résultat étendu	**430**	278

1 Déduction faite de charges d'impôts de 3 millions de dollars et de recouvrements d'impôts de 1 million de dollars respectivement pour 2013 et 2012.

2 Déduction faite de charges d'impôts de 2 millions de dollars et de 1 million de dollars respectivement pour 2013 et 2012.

3 Déduction faite de charges d'impôts de 15 millions de dollars et de 8 millions de dollars respectivement pour 2013 et 2012.

4 Déduction faite de charges d'impôts de 75 millions de dollars et de recouvrements d'impôts de 41 millions de dollars respectivement pour 2013 et 2012.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2013**	**2012**
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	**135**	367
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement *(note 4)*	**963**	664
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**756**	725
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(628)**	(651)
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	**455**	406
Impôts reportés et autres charges à payer	**(3)**	51
Provision pour autres passifs	**-**	4
Provision pour restructuration *(note 22)*	**50**	-
Évaluation à la valeur de marché des instruments dérivés	**39**	284
Provision pour combustible nucléaire irradié et de faible activité et de moyenne activité	**109**	103
Actifs et passifs réglementaires *(note 5)*	**(232)**	(418)
Provision pour le matériel et les fournitures	**43**	42
Divers	**(15)**	2
	1 672	1 579
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(184)**	(182)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(199)**	(198)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**75**	70
Cotisations à la caisse de retraite et charge au titre des avantages complémentaires et des régimes de retraite complémentaires *(note 11)*	**(407)**	(474)
Charges de restructuration *(note 22)*	**(13)**	(20)
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	**(9)**	(71)
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse *(note 17)*	**239**	172
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 174**	876
Activités d'investissement		
Produit tiré de la cession de placements à long terme, montant net	**-**	24
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels *(notes 4 et 16)*	**(1 568)**	(1 427)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	**(1 568)**	(1 403)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme *(note 6)*	**515**	775
Remboursement de la dette à long terme *(note 6)*	**(4)**	(405)
Augmentation (diminution) de la dette à court terme *(note 7)*	**32**	(60)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	**543**	310
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**149**	(217)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	**413**	630
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	**562**	413

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2013**	**2012**
Actifs		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**562**	413
Montants à recevoir de parties liées *(note 18)*	**402**	442
Autres débiteurs et charges payées d'avance	**148**	125
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(notes 8 et 16)*	**25**	27
Stocks de combustible *(note 16)*	**390**	505
Matières et fournitures *(note 16)*	**95**	90
Actifs réglementaires *(note 5)*	**306**	-
Impôts sur les bénéfices à recouvrer	**51**	63
Impôts reportés *(note 9)*	**-**	68
	1 979	1 733
Immobilisations corporelles *(notes 4 et 16)*	**24 441**	22 923
Moins : amortissement cumulé	**7 703**	7 063
	16 738	15 860
Actifs incorporels *(notes 4 et 16)*	**402**	380
Moins : amortissement cumulé	**343**	328
	59	52
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(notes 8 et 16)*	**13 471**	12 690
Matières et fournitures à long terme *(note 16)*	**330**	355
Actifs réglementaires *(note 5)*	**5 094**	6 478
Participations dans des entités sous influence notable *(note 20)*	**359**	373
Autres actifs à long terme	**61**	60
	19 315	19 956
	38 091	37 601

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

BILANS CONSOLIDÉS

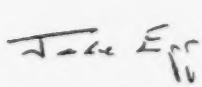
Aux 31 décembre *(en millions de dollars)*	2013	2012
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer *(note 18)*	**1 026**	891
Dette à court terme *(note 7)*	**32**	-
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	**12**	12
Impôts reportés *(note 9)*	**14**	-
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an *(note 6)*	**5**	5
Passifs réglementaires *(note 5)*	**16**	-
	1 105	908
Dette à long terme *(note 6)*	**5 620**	5 109
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires *(notes 8 et 16)*	**16 257**	15 522
Passifs au titre des régimes de retraite *(note 11)*	**2 741**	3 621
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	**2 628**	3 076
Créditeurs et charges à payer à long terme	**653**	707
Revenus constatés d'avance	**180**	150
Impôts reportés *(note 9)*	**565**	563
Passifs réglementaires *(note 5)*	**8**	41
	23 032	23 680
Capitaux propres		
Actions ordinaires *(note 14)*[1]	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis	**3 892**	3 757
Cumul des autres éléments du résultat étendu *(note 10)*	**(684)**	(979)
	8 334	7 904
	38 091	37 601

[1] Aux 31 décembre 2013 et 2012, il y avait 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars.

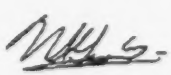
Engagements et éventualités *(notes 5, 6, 9, 11, 12, 13 et 15)*

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

Au nom du conseil d'administration :



L'honorable Jake Epp
Président du conseil d'administration



M. George Lewis
Administrateur

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars, sauf indication contraire)*	**2013**	**2012**
Actions ordinaires *(note 14)*	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	**3 757**	3 390
Bénéfice net	**135**	367
Solde à la fin de l'exercice	**3 892**	3 757
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	**(979)**	(890)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	**295**	(89)
Solde à la fin de l'exercice	**(684)**	(979)
Total des capitaux propres à la fin de l'exercice	**8 334**	7 904

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Des exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »). OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. La mission d'OPG est d'être le principal producteur d'électricité à faibles coûts en Ontario, en poursuivant trois grandes stratégies : l'excellence opérationnelle, l'excellence des projets et la durabilité financière.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés ont été dressés et sont présentés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels, comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* de l'Ontario, entré en vigueur le 1er janvier 2012.

Au cours du premier trimestre de 2014, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO ») quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107* sur les principes comptables et normes d'audit acceptables. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ou à offrir dans le public des émissions de titres d'emprunt. La dispense prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- le 1er janvier 2019
- l'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à la réglementation des tarifs
- la date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board pour l'application obligatoire d'une Norme internationale d'information financière propre aux entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs.

Cette dispense remplace l'exemption qu'OPG avait obtenue en décembre 2011 de la CVMO. Aux termes de la dispense accordée en 2011, OPG pouvait déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2012, mais avant le 1er janvier 2015.

Tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens. Certains montants comparatifs de 2012 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés, afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés pour 2013.

3. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Consolidation

Les états financiers consolidés de la Société comprennent les comptes d'OPG et de ses filiales à participation majoritaire ainsi qu'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV ») dont OPG est le principal bénéficiaire. Tous les soldes et les opérations intersociétés importants ont été éliminés au moment de la consolidation.

Lorsqu'OPG ne détient pas le contrôle d'un placement, mais qu'elle exerce une influence notable sur les politiques d'exploitation et de financement d'une entité émettrice, la participation est comptabilisée à la valeur de consolidation. OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (« PEC »), et OPG et ATCO Power Canada Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG comptabilise sa participation de 50 % dans chacune de ces entités sous contrôle conjoint à la valeur de consolidation.

Entités à détenteurs de droits variables

OPG effectue des analyses constantes pour déterminer si elle détient des EDDV. Les EDDV desquelles OPG est réputée être le principal bénéficiaire sont consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a à la fois le pouvoir de diriger les activités de l'entité qui ont le plus d'incidence sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient éventuellement être importantes pour la Société. Dans les cas où OPG n'est pas réputée être le principal bénéficiaire, l'EDDV n'est pas comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG.

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de déchets nucléaires ont constitué la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (« LDCN »). Le principal mandat à long terme de la SGDN est d'implanter une approche pour régler le problème de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. En plus de ce mandat, la SGDN fournit des services de gestion de projets pour le projet de dépôt géologique en profondeur des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité d'OPG et d'autres services de gestion de la durée de vie des passifs nucléaires. OPG détient la majorité des droits de vote au conseil d'administration et au niveau des membres. De plus, selon la LDCN, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire doivent mettre sur pied des fonds en fiducie et y verser des paiements en vue de l'implantation d'un plan de gestion à long terme. OPG fournit actuellement environ 90 % du financement de la SGDN, essentiellement pour le projet d'approche de gestion adaptative progressive pour la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Ainsi, OPG devrait absorber la plupart des pertes prévues de la SGDN en assurant le financement futur au cas où il y aurait un manque à gagner. Par conséquent, OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est le principal bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination de toutes les opérations intersociétés importantes, sont donc consolidés.

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs et des passifs à la date des états financiers consolidés et sur les montants présentés des revenus et des charges au cours des périodes de présentation de l'information financière. La direction évalue régulièrement les estimations de la Société d'après les résultats passés, la conjoncture et les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans la période au cours de laquelle il survient. Des estimations importantes sont utilisées pour établir les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les impôts sur les bénéfices (y compris les impôts reportés), les éventualités, les actifs et les passifs réglementaires, l'évaluation des instruments dérivés, la dotation aux amortissements et les stocks. Les montants réels pourraient grandement différer de ces estimations.

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours mais de moins d'un an à la date d'achat, sont constatés comme des placements à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les placements à court terme de 7 millions de dollars en 2013 (5 millions de dollars en 2012) à un taux réel moyen de 1,2 % (1,1 % en 2012) sont présentés en diminution des intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés.

Stocks

Les stocks, qui se composent de combustible et de matières et fournitures, sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants. Le coût est établi en fonction du coût moyen pondéré pour le stock de combustible et du coût moyen pour les matières et les fournitures.

Immobilisations corporelles et actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui pour la plupart sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire. Au 31 décembre 2013, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	15 à 59 ans[1]
Centrales thermiques et principales composantes	25 à 55 ans
Centrales hydroélectriques et principales composantes	10 à 100 ans
Installations d'administration et de service	10 à 50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par année
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	5 à 10 ans

[1] Au 31 décembre 2013, aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering, Bruce A et Bruce B se situait entre 2019 et 2051. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées.

Dépréciation des actifs à long terme

Les actifs à long terme sont soumis à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders et les installations nucléaires Pickering et Darlington (les installations réglementées ou visées par règlement). Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Quarante-huit des centrales hydroélectriques d'OPG actuellement non réglementées sont visées par une réglementation des tarifs qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme réglementaire. Lorsque la Société a une assurance suffisante que les coûts engagés relatifs aux centrales réglementées seront recouvrés dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société doit rembourser aux consommateurs dans l'avenir des sommes relatives aux centrales réglementées, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés courants, la Société comptabilise un passif réglementaire. Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les comptes d'écarts comprennent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés au moment de l'établissement des tarifs réglementés. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue. Des intérêts sont appliqués aux soldes réglementaires selon les taux prescrits par la CEO afin de comptabiliser les frais de financement qui devront être recouvrés auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report approuvés par la CEO sont classés dans les actifs à court terme ou les passifs à court terme s'il est prévu que leur recouvrement auprès des consommateurs ou leur remboursement à ces derniers aura lieu dans les douze mois suivant la fin de la période de présentation de l'information financière, en fonction des périodes de recouvrement établies par la CEO. Tous les autres soldes d'actifs et de passifs réglementaires sont classés comme actifs ou passifs à long terme dans les bilans consolidés.

Outre les actifs et passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report approuvés par la CEO, OPG comptabilise des actifs réglementaires pour les montants non amortis constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés, afin de refléter les montants qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en

raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts attribués aux installations réglementées.

Se reporter aux notes 5, 8, 9 et 11 des présents états financiers consolidés pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. OPG estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires ») sont augmentés régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche variable des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, par imputation aux charges d'exploitation. Les charges variables liées aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité sont imputées aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables relatives à l'évacuation et au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges liées au combustible. Les passifs peuvent également être ajustés par suite de modifications des montants ou des échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement des passifs, un gain ou une perte serait constaté.

La désactualisation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de service résiduelle des immobilisations connexes et inclus dans la dotation aux amortissements.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclu entre OPG et la Province, OPG a établi un fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») et un fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif, tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les placements d'OPG dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province ou à recevoir de celle-ci sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les Fonds nucléaires sont évalués à la juste valeur selon le cours acheteur des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe sous-jacents et, dans le cas des portefeuilles de placements non traditionnels, à l'aide des techniques d'évaluation présentées à la note 13 des présents états financiers consolidés, les gains et les pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

Placements dans OPG Ventures Inc.

Les placements détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société OPG Ventures Inc. sont comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur des placements sont incluses dans les revenus de la période

pendant laquelle les variations se produisent. La juste valeur de ces placements fait l'objet d'une estimation à l'aide d'une méthode appropriée à la lumière de la nature, des faits et des circonstances propres à chaque placement, et elle tient compte de données et d'intrants du marché, d'hypothèses et d'estimations raisonnables. Voir la note 13 des présents états financiers consolidés pour en savoir plus sur les placements d'OPG dans OPG Ventures Inc.

Constatation des revenus

La production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Les revenus sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est générée et mesurée à la SIERE.

Constatation des revenus – Production réglementée

Les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales actuellement réglementées d'OPG sont fondés sur des tarifs réglementés établis par la CEO qui comprennent un tarif réglementé selon le coût du service et un avenant tarifaire portant sur le recouvrement ou le remboursement des soldes approuvés des comptes d'écarts et de report. Les tarifs réglementés suivants, autorisés par la CEO pour l'électricité produite par les centrales réglementées, étaient en vigueur en 2013 et en 2012 :

($ par MWh)	**2013**	**2012**
Production nucléaire réglementée		
Tarif réglementé du coût du service – Production nucléaire réglementée	**51,52**	51,52
Avenants tarifaires – Production nucléaire réglementée[1]	**6,27**	4,33
	57,79	55,85
Production hydroélectrique réglementée		
Tarif réglementé du coût du service – Production hydroélectrique réglementée	**35,78**	35,78
Avenants tarifaires – Production hydroélectrique réglementée[1]	**3,04**	(1,65)
	38,82	34,13

[1] En plus des avenants tarifaires dont il est question dans le tableau ci-dessus, en 2013, la CEO a autorisé des avenants tarifaires visant les périodes intermédiaires pour la période du 1er mars 2013 au 31 décembre 2013, permettant le recouvrement de l'augmentation rétroactive visée par les avenants portant sur la période du 1er janvier 2013 au 28 février 2013. L'avenant tarifaire provisoire portant sur la production nucléaire réglementée était de 0,41 $/MWh et celui portant sur la production hydroélectrique réglementée, de 0,58 $/MWh.

Les tarifs réglementés selon le coût du service pour 2013 et 2012 sont en vigueur depuis le 1er mars 2011, par suite de la décision rendue par la CEO en mars 2011 et de l'ordonnance rendue en avril 2011. Ces tarifs réglementés ont été établis au moyen d'une méthode fondée sur une prévision du coût du service en fonction des besoins de revenus en tenant compte des prévisions des coûts de production et des charges d'exploitation des centrales réglementées, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés et une provision pour le fonds de roulement.

Les avenants tarifaires qui étaient en vigueur au cours de 2013 ont été établis par la CEO par suite de sa décision, rendue en mars 2013, d'approuver un accord de règlement conclu entre OPG et des intervenants sur la demande d'OPG sollicitant l'approbation du recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report en date du 31 décembre 2012. Des détails sur l'accord de règlement et les avenants tarifaires s'y rapportant sont présentés à la note 5 des présents états financiers consolidés.

En septembre 2013, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin d'obtenir de nouveaux tarifs réglementés selon le coût du service, dont la date d'entrée en vigueur proposée est le 1er janvier 2014, établis au moyen de la méthode fondée sur une prévision du coût du service. Les tarifs réglementés demandés tiennent compte de l'incidence du tunnel de Niagara déclaré en service en mars 2013. De plus, OPG sollicite dans sa demande de nouveaux avenants tarifaires devant entrer en vigueur à compter du 1er janvier 2015 pour recouvrer les soldes de certains comptes d'écarts et de report approuvés en date du 31 décembre 2013. Les nouveaux tarifs réglementés découlant de la demande devraient demeurer en vigueur jusqu'au 31 décembre 2015. La décision quant à la demande d'OPG sera prise par la CEO à la suite d'un processus d'audience publique qui a débuté au quatrième trimestre de 2013.

En novembre 2013, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* afin d'assujettir à la réglementation des tarifs 48 centrales hydroélectriques d'OPG actuellement non réglementées, et ce, à compter du 1er juillet 2014. Ces centrales correspondent à toutes les centrales hydroélectriques d'OPG qui ne sont pas actuellement assujetties à la réglementation des tarifs ou qui ne font pas l'objet d'une convention d'approvisionnement en énergie (« CAE ») avec l'OEO, d'une capacité de production d'environ 3 110 MW au 31 décembre 2013. Aux termes de la version modifiée du règlement, la CEO doit établir les tarifs de l'électricité produite par ces centrales. La demande d'OPG, déposée en septembre 2013, propose des tarifs réglementés pour l'électricité produite par ces centrales qui seraient en vigueur à compter du 1er juillet 2014.

En décembre 2013, la CEO a rendu une ordonnance appuyant la demande d'OPG quant à l'application provisoire des tarifs réglementés selon le coût du service existants pour les centrales réglementées actuelles à compter du 1er janvier 2014, ce qui permet à OPG de recouvrer les écarts entre les nouveaux tarifs réglementés approuvés et les tarifs courants entre le 1er janvier 2014 et la date de publication de l'ordonnance établissant les nouveaux tarifs réglementés.

Les tarifs réglementés existants pour la production hydroélectrique font l'objet d'un mécanisme incitatif pour la production hydroélectrique approuvé par la CEO, qui fait en sorte qu'une partie des revenus nets qui résultent de cette production sont partagés avec les consommateurs. Par ce mécanisme, OPG reçoit le tarif réglementé approuvé pour la production nette moyenne mensuelle réelle d'énergie par heure des centrales hydroélectriques réglementées, et pour les heures où la production nette réelle d'énergie d'OPG en Ontario est supérieure ou inférieure au volume net moyen mensuel, les revenus tirés des installations hydroélectriques réglementées sont rajustés d'un montant égal à l'écart entre le volume net moyen par heure et la production nette réelle d'énergie des centrales hydroélectriques d'OPG multiplié par le prix du marché au comptant. Le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité autorisé par la CEO comprend les revenus nets attribuables au mécanisme incitatif pour la production hydroélectrique qui doivent être remboursés aux consommateurs. La demande faite par OPG en septembre 2013 propose le maintien du mécanisme incitatif pour la production hydroélectrique, sous réserve de certaines modifications.

Constatation des revenus – Production non réglementée et revenus divers

L'électricité provenant des actifs non réglementés d'OPG reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, à l'exception des endroits où une convention de recouvrement des coûts ou une CAE est en vigueur.

En 2013, les centrales Lambton et Nanticoke ont fait l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). Cette entente vise le recouvrement des coûts liés à ces centrales alimentées au charbon et à l'entretien de ces centrales pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement pour répondre aux besoins du réseau par la suite de la résolution des actionnaires et des réglementations portant sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone. Le 1er novembre 2013, la SFIEO a donné un préavis par écrit annonçant qu'elle mettrait fin à l'entente de soutien d'urgence en date du 31 décembre 2013, et elle a apporté une modification permettant à OPG de recouvrer certains coûts pour l'exercice 2014. La capacité et la production d'une unité à la centrale Thunder Bay ont été visées par un contrat de fiabilité impérative pour la période du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2013. La capacité fournie par la centrale Lennox et la production de cette dernière ont fait l'objet

d'une convention conclue avec l'OEO pour la période du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2012. En décembre 2012, l'OEO et OPG ont conclu une CAE à long terme visant la centrale Lennox pour la période du 1er janvier 2013 au 30 septembre 2022. La CAE visant la centrale Lennox permet à la centrale de recouvrer ses coûts, y compris un rendement raisonnable, en fournissant de la capacité de production au réseau d'électricité de l'Ontario au cours des dix prochaines années.

À l'heure actuelle, OPG a conclu des CAE hydroélectriques avec l'OEO à l'égard des centrales Lac Seul et Ear Falls, de la centrale Healey Falls et des centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute, ainsi que du projet de la rivière Lower Mattagami. Les paiements aux termes de la CAE hydroélectrique du projet de la rivière Lower Mattagami ont débuté au moment où la première unité additionnelle a été mise en service en janvier 2014.

Les revenus tirés des centrales, qui sont assujettis à une convention de recouvrement des coûts ou à une CAE, sont comptabilisés conformément aux modalités de l'entente ou du contrat.

En outre, OPG vend et achète de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces canadiennes avoisinantes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur de marché, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, des achats d'électricité de 94 millions de dollars ont été déduits des revenus en 2013 (61 millions de dollars en 2012).

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques en vertu d'un contrat de location-exploitation et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P., qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et les revenus tirés de services comme les ventes d'eau lourde et la détritiation. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires. Les paiements minimums au titre de la location sont portés en résultats linéairement sur la durée du contrat de location.

De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes, des locations immobilières et d'autres services. Les revenus tirés de ces activités sont constatés lorsque les services sont complètement rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Dérivés

Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent des exigences de documentation rigoureuses, et l'instrument dérivé désigné comme couverture devrait couvrir efficacement le risque cerné pendant toute la durée de l'élément de couverture. Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. Une évaluation documentée est effectuée, d'abord au moment de la mise en place de la couverture, puis de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

Expressément pour les couvertures de flux de trésorerie, la portion du gain ou de la perte sur dérivé qui compense efficacement la variation du coût ou de la valeur de l'élément exposé au risque sous-jacent est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu, puis est reclassée dans le bénéfice net lorsque l'opération sous-jacente a lieu. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont comptabilisés en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères

d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'être efficace à titre de couverture ou quand un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté connexe est décomptabilisé du cumul des autres éléments du résultat étendu et est comptabilisé dans les résultats de la période considérée.

Une partie de la production non réglementée d'OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Tous les contrats dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés au bilan consolidé comme des actifs ou des passifs dérivés, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus de la ligne Divers. Se reporter à la note 12 qui traite des risques auxquels OPG s'expose et des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition d'OPG aux risques.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle. OPG utilise une hiérarchie des évaluations à la juste valeur, qui regroupe les actifs et les passifs financiers en trois niveaux en fonction de l'objectivité relative des données employées pour évaluer la juste valeur, le niveau 1 correspondant au degré d'objectivité le plus élevé. Se reporter à la note 13 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des évaluations à la juste valeur.

Conversion des monnaies étrangères

Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan consolidé. Tout gain ou toute perte en résultant est constaté dans les revenus.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont imputés aux résultats dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs liés à la gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Contrats de location

Aux fins de la présentation de l'information financière, les contrats de location sont évalués et classés comme contrats de location-exploitation ou comme contrats de location-acquisition. Les contrats de location-acquisition, qui ont pour effet de transférer pratiquement tous les risques et avantages inhérents à la propriété du bien loué, sont portés au bilan, au commencement du contrat, à la juste valeur du bien loué ou, si elle est moins élevée, à la valeur actualisée des paiements minimums au titre de la location. Les contrats de location-acquisition sont amortis sur la durée de vie utile estimative de l'actif ou sur la durée du contrat, selon la plus courte des deux.

Les contrats de location qui font en sorte que le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location-exploitation. Les paiements effectués dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, sauf les loyers conditionnels, sont comptabilisés à titre de charges à l'état des résultats consolidé de manière linéaire sur la durée du contrat de location. Lorsque le montant des charges locatives comptabilisées est inférieur aux paiements de loyers réels, l'excédent des paiements de loyers est comptabilisé comme revenus constatés d'avance et est présenté au passif dans les bilans consolidés.

Régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, qui est consolidée dans les résultats financiers d'OPG. L'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses démographiques, les gains ou les pertes actuariels, le niveau des salaires, l'inflation et la hausse des prix. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres. Selon les PCGR des États-Unis, l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts sur les obligations au titre des prestations respectives est cumulée et amortie sur les périodes futures pour les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, et l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts est immédiatement comptabilisée comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés pour les prestations d'invalidité prolongée.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de fonds groupés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus pour l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite (le « corridor »), selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés, étant donné qu'OPG prévoit réaliser les avantages économiques connexes au cours de cette période. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente aux bilans consolidés la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et de l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts des services passés ou les crédits qui surviennent au cours de l'exercice qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût relatif aux prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné plus haut.

OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif ou du passif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement de montants du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par « compression » la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par « règlement » l'acquittement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIEO des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités à tarifs réglementés et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

Modifications de méthodes et d'estimations comptables

Actifs réglementés des centrales hydroélectriques récemment réglementées

Quarante-huit des centrales hydroélectriques actuellement non réglementées d'OPG sont visées par une réglementation tarifaire qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014. À la date d'entrée en vigueur de la réglementation, OPG prévoit comptabiliser des actifs réglementaires supplémentaires relatifs aux impôts reportés et des montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite. La comptabilisation de l'augmentation des actifs réglementaires relatifs aux impôts reportés qui devrait être recouvrée dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle devrait se solder par un gain extraordinaire d'environ 250 millions de dollars comptabilisé dans les états des résultats consolidés. Les actifs réglementaires supplémentaires relatifs aux obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite devraient entraîner une hausse d'environ 200 millions de dollars comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations au titre des prestations de retraite projetées et des avantages complémentaires de retraite projetés au 31 décembre 2013 était de 4,9 %. Il s'agit d'une hausse par rapport au taux d'actualisation utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2012.

En 2013, OPG a réalisé une évaluation actuarielle aux fins comptables de ses régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite en utilisant des données démographiques en date du 1er janvier 2013 et des hypothèses en date du 31 décembre 2013. Dans le cadre de l'évaluation, les hypothèses démographiques appliquées aux régimes ont été examinées et révisées par des actuaires indépendants. Les hypothèses révisées comprennent l'adoption des points suivants :

- une mise à jour de la table des taux de mortalité d'OPG représentative de l'expérience récente des participants aux régimes de retraite d'OPG
- une nouvelle échelle tenant compte d'une amélioration future prévue des taux de mortalité.

Le déficit des régimes de retraite agréés a diminué, passant de 3 332 millions de dollars au 31 décembre 2012 à 2 461 millions de dollars au 31 décembre 2013, en raison surtout de la hausse des taux d'actualisation à la fin de l'exercice 2013 et du gain sur les actifs de la caisse de retraite en 2013, contrebalancés en partie par l'incidence des nouvelles hypothèses relatives aux taux de mortalité.

L'obligation au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite projetées a diminué, passant de 3 174 millions de dollars au 31 décembre 2012 à 2 719 millions de dollars au 31 décembre 2013, du fait surtout de la hausse des taux d'actualisation et d'une baisse des hypothèses sur les coûts d'indemnisation par participant pour les dépenses de soins de santé, contrebalancées en partie par l'incidence des nouvelles hypothèses relatives aux taux de mortalité.

Au 31 décembre 2013, en raison de la méthode comptable retenue pour les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des services passés pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 3 899 millions de dollars (5 593 millions de dollars en 2012). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2013 et 2012 s'établissaient comme suit :

	Régimes de retraite agréés		**Régimes de retraite complémentaires**		**Avantages complémentaires de retraite**	
(en millions de dollars)	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	**(886)**	91	**-**	-	**-**	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	**1 339**	1 367	**29**	30	**245**	288
Perte actuarielle nette amortissable	**3 043**	3 079	**50**	72	**78**	662
Perte actuarielle nette non amortie	**3 496**	4 537	**79**	102	**323**	950
Coûts des services passés non amortis	**-**	-	**-**	-	**1**	4

Un changement dans ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts de 2013 comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés[1]	Régimes de retraite complémentaires[1]	Avantages complémentaires de retraite[1]
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(26)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	26	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(52)	(1)	(13)
Diminution de 0,25 %	55	1	14
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	81	2	1
Diminution de 0,25 %	(85)	(2)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	19	4	1
Diminution de 0,25 %	(18)	(3)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	94
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(69)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet.

[1] Excluant l'incidence du compte d'écarts des coûts des avantages complémentaires de retraite.

Durées de vie utile des actifs à long terme

À la suite de l'annonce faite par le ministre de l'Énergie de devancer la date de fermeture des dernières unités alimentées au charbon des centrales Lambton et Nanticoke, OPG a ramené de décembre 2014 à décembre 2013 dans les deux cas la date de fin de vie aux fins du calcul de l'amortissement. Cette modification d'estimation a eu pour effet d'augmenter l'amortissement des immobilisations corporelles pour 2013 de 58 millions de dollars, ce qui reflète la comptabilisation devancée de la dotation qui était prévue pour 2014. Cette augmentation a été compensée par les revenus tirés de l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

Structure de présentation de l'information d'OPG

En date du 1er janvier 2014, OPG a révisé la composition de ses secteurs d'exploitation afin de tenir compte des changements dans son portefeuille de production et ses procédures de communication de l'information. Ces modifications tiennent principalement compte du fait que 48 centrales hydroélectriques d'OPG actuellement non réglementées deviendront visées par une réglementation des tarifs à compter du 1er juillet 2014, et de la mise hors service des dernières unités alimentées au charbon des centrales Nanticoke et Lambton. Pour plus de détails, se reporter à la note 16.

Prises de position comptables récentes

Résultat étendu – Présentation de montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu

En février 2013, le Financial Accounting Standards Board a publié une mise à jour du Topic 220 de l'Accounting Standards Codification (« ASC »), qui exige la présentation de nouvelles informations pour les éléments reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu. Selon cette mise à jour, OPG doit présenter composante par composante des informations sur les éléments importants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les états financiers consolidés. OPG présente ces informations à la note 10 des présents états

financiers consolidés et a appliqué les modifications aux périodes de présentation de l'information financière ouvertes à compter du 1er janvier 2013.

Sociétés de placement

Pour les périodes de présentation de l'information financière ouvertes à compter du 1er janvier 2014, OPG adoptera la mise à jour du Topic 946, *Investment Companies*, de l'ASC. En se fondant sur l'étendue modifiée de la norme, OPG a conclu qu'OPG Ventures Inc., le Fonds de déclassement, le Fonds pour combustible irradié et la Fiducie en vertu de la LDCN doivent être traités comme des sociétés de placement. Puisque les placements de ces entités sont déjà comptabilisées à la juste valeur, il n'y a eu aucun écart d'évaluation au moment de l'adoption de cette mise à jour. Toutefois, OPG est tenue de présenter des informations additionnelles dans ses états financiers consolidés.

4. IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

La dotation aux amortissements pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2012
Amortissement des immobilisations corporelles	**513**	480
Amortissement des actifs incorporels	**14**	15
Amortissement des actifs et passifs réglementaires *(note 5)*	**436**	169
	963	664

Les immobilisations corporelles aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2012
Centrales nucléaires	**9 116**	8 809
Centrales hydroélectriques réglementées	**6 033**	4 548
Centrales hydroélectriques non réglementées	**4 210**	4 140
Centrales thermiques	**1 552**	1 541
Autres immobilisations corporelles	**390**	383
Constructions en cours	**3 140**	3 502
	24 441	22 923
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**7 483**	6 856
Autres immobilisations corporelles	**220**	207
	7 703	7 063
	16 738	15 860

Les constructions en cours aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2012
Tunnel de Niagara	**-**	1 353
Lower Mattagami	**1 982**	1 353
Remise en état de la centrale Darlington	**685**	354
Conversion à la biomasse d'Atikokan	**144**	59
Divers	**329**	383
	3 140	3 502

Les actifs incorporels aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2012
Centrales nucléaires	**114**	112
Centrales hydroélectriques réglementées	**2**	-
Centrales hydroélectriques non réglementées	**7**	7
Centrales thermiques	**1**	2
Autres actifs incorporels	**256**	249
Aménagement en cours	**22**	10
	402	380
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**103**	95
Autres actifs incorporels	**240**	233
	343	328
	59	52

L'amortissement des actifs incorporels total estimatif actuellement comptabilisé pour les cinq années à venir est comme suit :

(en millions de dollars)	2014	2015	2016	2017	2018
Amortissement des actifs incorporels	12	10	7	3	1

Les intérêts capitalisés dans les travaux de construction et d'aménagement en cours à un taux moyen de 5 % en 2013 (5 % en 2012) ont été de 127 millions de dollars (126 millions de dollars en 2012).

5. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

En mars 2013, la CEO a approuvé l'accord de règlement conclu entre OPG et des intervenants sur tous les aspects de la demande d'OPG déposée en septembre 2012 afin d'obtenir l'approbation du recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés au 31 décembre 2012 (l'« accord »). Cette décision a entraîné l'approbation d'un montant de 1 234 millions de dollars dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2012, le report pour évaluation future de 34 millions de dollars comptabilisés dans certains comptes au 31 décembre 2012 et la radiation d'intérêts comptabilisés dans certains comptes au 31 décembre 2012 d'un montant de 7 millions de dollars. La radiation d'intérêts a été comptabilisée au premier trimestre de 2013 dans les intérêts débiteurs, montant net.

En approuvant l'accord de règlement, la CEO a autorisé l'utilisation des soldes approuvés sur des périodes variant de 2 à 12 ans à compter du 1er janvier 2013. En avril 2013, la CEO a rendu une ordonnance établissant rétrospectivement de nouveaux avenants tarifaires qui sont entrés en vigueur le 1er janvier 2013 et autorisant OPG à encaisser 633 millions de dollars pendant la période du 1er mars 2013 au 31 décembre 2014. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a passé en résultats les soldes dont l'utilisation était approuvée, progressivement sur les périodes de recouvrement autorisées par la CEO.

Tout manque ou recouvrement en trop des soldes approuvés qui est dû aux écarts entre la production réelle et la production prévue est comptabilisé dans le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements autorisé pour la production nucléaire et dans le compte semblable autorisé pour la production hydroélectrique et sera, selon le cas, recouvré auprès des consommateurs ou remboursé à ceux-ci dans le futur.

En date du 1er janvier 2013, en vertu de l'accord de règlement approuvé, OPG a cessé de comptabiliser des intérêts sur le solde du compte de report des passifs nucléaires. De même, pour la période du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2014, OPG a cessé de comptabiliser des intérêts sur le solde du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et sur la majeure partie du solde du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite

et des avantages complémentaires de retraite. Par suite de la décision rendue par la CEO en avril 2013, OPG continue de comptabiliser des intérêts sur le solde de tous les autres comptes d'écarts et de report au taux d'intérêt prescrit par la CEO, lequel a été de 1,47 % par année pour la période du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2013.

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a aussi approuvé le maintien des comptes d'écarts et de report existants, y compris ceux approuvés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a comptabilisé des ajouts à ces comptes d'écarts et de report comme l'y a autorisée la CEO. La CEO a aussi autorisé OPG à utiliser les PCGR des États-Unis aux fins réglementaires et, dans le cadre de l'accord de règlement, a ordonné que seuls les intérêts et l'amortissement soient comptabilisés dans le compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis à compter du 1er janvier 2013.

Dans sa demande de nouveaux tarifs réglementés déposée auprès de la CEO en septembre 2013, dont l'examen a été reporté dans le cadre de l'accord de règlement, OPG sollicitait de nouveaux avenants tarifaires applicables à compter du 1er janvier 2015 pour recouvrer les soldes de ces comptes d'écarts au 31 décembre 2013. Ces comptes d'écarts comprennent le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité, le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire, les tranches d'investissement destinées à la production nucléaire et hydroélectrique du compte d'écarts de remise en état de la capacité et le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires. Des détails sur la demande déposée en septembre 2013 par OPG sont présentés à la note 3.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, OPG a comptabilisé des ajouts aux comptes d'écarts et de report comme l'y ont autorisée les décisions et les ordonnances applicables rendues par la CEO et, en vertu de la décision et de l'ordonnance rendues respectivement en mars 2011 et en avril 2011 par la CEO à l'égard de la demande d'OPG sollicitant des tarifs réglementés, OPG a amorti les soldes des comptes au 31 décembre 2010.

Les actifs et les passifs réglementaires comptabilisés aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Actifs réglementaires		
Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO		
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**667**	324
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	**353**	311
Compte de report des passifs nucléaires	**254**	208
Compte d'écarts de pertes fiscales	**124**	302
Compte d'écarts de remise en état de la capacité	**100**	14
Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	**57**	30
Autres comptes d'écarts et de report	**128**	127
	1 683	1 316
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	**3 158**	4 494
Impôts reportés *(note 9)*	**559**	668
Total des actifs réglementaires	**5 400**	6 478
Moins : tranche à court terme	**306**	-
Actifs réglementaires à long terme	**5 094**	6 478
Passifs réglementaires		
Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO		
Autres comptes d'écarts et de report	**24**	41
Total des passifs réglementaires	**24**	41
Moins : tranche à court terme	**16**	-
Passifs réglementaires à long terme	**8**	41

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2013 et 2012 s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	Écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Report des passifs nucléaires	Écarts de pertes fiscales	Écarts de remise en état de la capacité	Écarts relatifs à l'aménagement d'installations nucléaires	Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Impôts reportés	Autres écarts et report (montant net)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 1er janvier 2012	96	196	22	425	(1)	(55)	3 553	699	(72)
Variations au cours de l'exercice	225	248	206	-	10	25	941	(31)	107
Intérêts	3	3	1	5	-	-	-	-	-
Amortissement au cours de l'exercice	-	(136)	(21)	(128)	5	60	-	-	51
Actifs réglementaires, montant net au 31 décembre 2012	324	311	208	302	14	30	4 494	668	86
Variation au cours de l'exercice	402	110	123	-	93	26	(1 336)	(109)	68
Intérêts	1	(5)	(2)	3	-	1	-	-	-
Amortissement au cours de l'exercice	(60)	(63)	(75)	(181)	(7)	-	-	-	(50)
Actifs réglementaires, montant net au 31 décembre 2013	**667**	**353**	**254**	**124**	**100**	**57**	**3 158**	**559**	**104**

Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

La CEO a établi le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans sa décision et son ordonnance de juin 2011. Le compte d'écarts comprend les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite réels pour les activités à tarifs réglementés et les incidences fiscales connexes ainsi que les coûts correspondants inclus dans les tarifs réglementés actuels. La décision et l'ordonnance de juin 2011 de la CEO ont établi le compte pour la période du 1er mars 2011 au 31 décembre 2012. En approuvant l'accord de règlement, la CEO a autorisé le maintien en place du compte d'écarts.

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a autorisé le recouvrement de 2/12 du solde au 31 décembre 2012 du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, sur une période de 24 mois prenant fin le 31 décembre 2014. La CEO a aussi autorisé le recouvrement de 10/12 du solde du compte au 31 décembre 2012, sur une période de 144 mois prenant fin le 31 décembre 2024. Par conséquent, depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit l'actif réglementaire au titre du compte de manière linéaire sur ces périodes.

Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO doit inclure l'écart entre les revenus d'OPG et les coûts relatifs à ses deux centrales nucléaires louées à Bruce Power L.P. pour le calcul des tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. La CEO a établi un compte d'écarts qui comprend les écarts entre les revenus et coûts d'OPG liés à la centrale nucléaire louée à Bruce Power L.P. et les prévisions correspondantes qui sont incluses dans les tarifs réglementés pour la production nucléaire approuvés.

Dans sa décision et son ordonnance rendues respectivement en mars 2013 et en avril 2013, la CEO a ordonné le recouvrement de la partie du solde du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce au 31 décembre 2012 qui se rapporte à l'incidence du passif dérivé incorporé dans le contrat de location conclu avec Bruce Power (le « contrat de location des centrales Bruce »), en tenant compte du rabais prévu de loyer à payer par OPG à Bruce Power L.P., y compris l'incidence fiscale s'y rapportant. Depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit, sur cette base, l'actif réglementaire au titre de cette partie du compte.

La CEO a autorisé le recouvrement de la partie restante du solde au 31 décembre 2012 sur une période de 48 mois prenant fin le 31 décembre 2016. Depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit l'actif réglementaire non dérivé du compte de manière linéaire sur cette période.

Compte de report des passifs nucléaires

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a approuvé le compte de report des passifs nucléaires relatif aux variations des passifs d'OPG liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et des passifs liés au déclassement des centrales nucléaires, et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité associée aux centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG, qui comprennent les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Le compte de report comprend l'incidence sur les besoins de revenus des variations de ces passifs attribuable à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA. En 2012, la Province a approuvé, avec prise d'effet le 1er janvier 2012, le plan de référence en vertu de l'ONFA de 2012 pour la période de 2012 à 2016. Par conséquent, OPG a enregistré une hausse de l'actif réglementaire au titre du compte de report des passifs nucléaires depuis le 1er janvier 2012.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012, les montants suivants ont été comptabilisés à titre de composantes de la hausse de l'actif réglementaire pour le compte de report des passifs nucléaires relativement à la hausse susmentionnée des passifs, accompagnés de réductions des charges correspondantes :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Coûts du combustible	**26**	25
Charges variables liées à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité[1]	**1**	1
Amortissement des actifs incorporels	**52**	98
Rendement de la base tarifaire[2]	**2**	22
Intérêts[3]	**(2)**	1
Impôts sur les bénéfices	**42**	60
	121	207

1 Le montant a été comptabilisé en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

2 Le montant a été comptabilisé en réduction de la désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires.

3 Le montant de 2013 correspond à la radiation d'intérêts comptabilisés sur le solde du compte au 31 décembre 2012, conformément à l'accord de règlement approuvé.

Dans sa décision et son ordonnance rendues respectivement en mars 2013 et en avril 2013, la CEO a approuvé le recouvrement d'une partie du solde du compte de report des passifs nucléaires au 31 décembre 2012, sur une période de 24 mois prenant fin le 31 décembre 2014. Par conséquent, depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit l'actif du compte de manière linéaire sur cette période.

Compte d'écarts de pertes fiscales

Le compte d'écarts de pertes fiscales est lié au traitement des pertes fiscales et à leur utilisation aux fins d'atténuation. Conformément à la décision de mai 2009 de la CEO, ce compte a comptabilisé, jusqu'au 1er mars 2011, l'écart entre le montant de l'atténuation inclus dans les tarifs réglementés approuvés établis par la décision de 2008 de la CEO et la réduction des besoins de revenus provenant des pertes fiscales reportées en avant, recalculées en fonction de la décision de 2008 de la CEO. Seuls les intérêts et l'amortissement sont comptabilisés dans ce compte depuis le 1er mars 2011.

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a approuvé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2012, sur une période de 24 mois prenant fin le 31 décembre 2014. Par conséquent, depuis le 1er janvier 2013, OPG comptabilise l'amortissement relatif à ce compte de manière linéaire sur cette période.

Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Les tarifs réglementés pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG sont établis par la CEO au moyen d'une méthode fondée sur une prévision du coût du service et reflètent les montants des coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite attribuables à ces installations. Ces montants sont déterminés d'après la comptabilisation de ces coûts dans les états financiers consolidés d'OPG. Les montants non amortis relativement aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu ne sont habituellement pas reflétés dans les tarifs réglementés avant que les montants soient reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et comptabilisés comme des composantes d'amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. Ainsi, OPG comptabilise un actif réglementaire compensatoire pour les montants non amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu qui n'ont pas encore été reclassés au coût des avantages. L'actif réglementaire est contrepassé, au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme des composantes du coût des avantages.

Les montants du cumul des autres éléments du résultat étendu qui se rapportent aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont présentés à la note 11.

Impôts reportés

OPG est tenue de constater les impôts reportés associés à ses activités à tarifs réglementés, y compris les impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux actifs et passifs réglementaires constatés à des fins comptables. De plus, OPG est tenue de constater un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts reportés devant être inclus dans les tarifs réglementés futurs et recouvré auprès des consommateurs ou payé à ceux-ci.

Compte d'écarts de remise en état de la capacité

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a approuvé le compte d'écarts de remise en état de la capacité. Le compte comprend les écarts par rapport aux prévisions reflétés dans les tarifs réglementés pour les coûts en capital et les coûts autres qu'en capital engagés à une ou plusieurs centrales réglementées pour accroître leur production, les remettre en état ou ajouter de la capacité d'exploitation. Le solde du compte au 31 décembre 2013 comprend les écarts se rapportant au tunnel de Niagara, à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et à d'autres projets.

OPG détermine les montants qui doivent être recouvrés auprès des consommateurs ou payés à ces derniers, à l'égard des écarts de coûts en capital comme l'écart entre la dotation prévue aux amortissements et les coûts en capital liés aux investissements d'OPG dans les installations mises en service et reflétés dans les prix réglementés courants, ainsi que l'incidence fiscale connexe. Le montant de coûts en capital inclus dans le compte est calculé en fonction du coût moyen pondéré du capital, y compris un rendement des capitaux propres, comme l'autorise la CEO pour établir les prix réglementés courants. Conformément aux PCGR des États-Unis, lorsqu'OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire pour établir les ajustements de valeur liés au risque de crédit dans ses états

financiers consolidés, les ajouts à la partie coûts en capital comptabilisés à titre d'actif ou de passif réglementaire se limitent au montant calculé à l'aide du taux moyen des intérêts capitalisés employé pour les travaux de construction et d'aménagement en cours.

Étant donné que les tarifs réglementés selon le coût du service existants, établis en 2011, ne tiennent pas compte de l'incidence du tunnel de Niagara, les ajouts aux ajustements de valeur liés au risque de crédit comprenaient un montant de 114 millions de dollars à recouvrer auprès des consommateurs lié au tunnel de Niagara, déclaré en service en mars 2013. Ce montant incluait une composante coûts du capital de 83 millions de dollars déterminée selon le coût moyen pondéré du capital. Dans les présents états financiers consolidés, pour l'exercice 2013, OPG a comptabilisé une hausse de 88 millions de dollars de l'actif réglementaire pour refléter les ajustements de valeur liés au risque de crédit relatifs au tunnel de Niagara, dont une composante coûts du capital de 56 millions de dollars déterminée à l'aide du taux moyen de 5 % des intérêts capitalisés employé pour les travaux de construction et d'aménagement en cours pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

La demande d'OPG déposée en septembre 2013 pour obtenir de la CEO de nouveaux tarifs réglementés tient compte de l'incidence du tunnel de Niagara à compter de 2014 et sollicite le recouvrement du solde des ajustements de valeur liés au risque de crédit à l'égard du tunnel de Niagara au 31 décembre 2013. La demande sollicite aussi le recouvrement du solde du compte de coût du capital se rapportant à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington au 31 décembre 2013. Les montants réclamés dans la demande faite en 2013 à la CEO à l'égard des ajustements de valeur liés au risque de crédit s'élèvent à 119 millions de dollars.

Dans sa décision de mars 2013 et dans son ordonnance d'avril 2013, la CEO a approuvé le recouvrement d'une partie du solde du compte au 31 décembre 2012 liée aux coûts autres qu'en capital d'installations nucléaires, sur une période de 24 mois prenant fin le 31 décembre 2014. Par conséquent, depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit l'actif réglementaire au titre de la partie du solde du compte liée aux coûts autres qu'en capital d'installations nucléaires de manière linéaire sur cette période.

Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires

Le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires a été établi conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05* et comprend les écarts entre les coûts réels autres qu'en capital engagés par OPG pendant la planification et la préparation de l'aménagement de nouvelles centrales nucléaires proposées et le montant prévu de ces coûts inclus dans les tarifs réglementés actuels pour la production nucléaire.

Dans sa décision de mars 2013 et son ordonnance d'avril 2013, la CEO a reporté l'examen du recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2012. La demande déposée par OPG en septembre 2013 pour obtenir de la CEO de nouveaux tarifs réglementés sollicite le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2013, qui comprend les montants comptabilisés pour la période du 1er mars 2011 au 31 décembre 2013.

Autres comptes d'écarts et de report

Aux 31 décembre 2013 et 2012, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient les montants comptabilisés dans le compte d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production nucléaire, dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, dans le compte de report de l'incidence des PCGR des États-Unis, dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques et dans le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire.

Le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires a été autorisé par la CEO pour comprendre les écarts entre les revenus nets réels tirés des services auxiliaires hydroélectriques réglementés et nucléaires et les revenus prévus approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés.

Pour la période du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2012, le compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis comprend l'incidence financière de la transition d'OPG aux PCGR des États-Unis et de la mise en œuvre de ces derniers.

Le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques comprend l'incidence des variations de la production d'hydroélectricité réglementée attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues utilisées dans le calcul des prévisions de production d'hydroélectricité approuvées par la CEO afin d'établir les tarifs actuels pour la production hydroélectrique réglementée et les conditions hydrologiques réelles. Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire comprend l'incidence de la production des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison des conditions de production de base excédentaire.

Aux 31 décembre 2013 et 2012, les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, et dans le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité. Le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes comprend des variations des impôts sur les bénéfices qui se rapportent aux secteurs à tarifs réglementés, comparativement aux charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés, ces variations étant dues aux modifications apportées aux taux ou aux règles d'imposition, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôt.

Les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2013 et les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2012 comprenaient aussi des montants comptabilisés dans le compte d'écarts et de report pour les montants recouvrés en trop et les sous-recouvrements pour la production hydroélectrique.

Dans sa décision de mars 2013 et dans son ordonnance d'avril 2013, la CEO a approuvé le recouvrement ou le remboursement de la majorité des soldes dans les autres comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2012, sur une période de 24 mois prenant fin le 31 décembre 2014. Par conséquent, depuis le 1er janvier 2013, OPG amortit les soldes des comptes de manière linéaire sur cette période.

6. DETTE À LONG TERME

La dette à long terme était composée de ce qui suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	2013	2012
Dette à long terme[1]		
Billets à payer à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario		
Billets de premier rang[2]		
3,43 %, échéant en 2015	**500**	500
4,91 %, échéant en 2016	**270**	270
5,35 %, échéant en 2017	**900**	900
5,27 %, échéant en 2018	**395**	395
5,44 %, échéant en 2019	**365**	365
4,56 %, échéant en 2020	**660**	660
4,28 %, échéant en 2021	**185**	185
3,30 %, échéant en 2022	**150**	150
3,12 %, échéant en 2023	**40**	-
5,07 %, échéant en 2041	**300**	300
4,36 %, échéant en 2042	**200**	200
Dette d'UMH Energy Partnership[3]		
Billets de premier rang		
7,86 %, échéant en 2041	**193**	195
Lower Mattagami Energy Limited Partnership[4]		
Billets de premier rang		
2,59 %, échéant en 2015	**92**	94
2,35 %, échéant en 2017	**200**	200
4,46 %, échéant en 2021	**225**	225
5,26 %, échéant en 2041	**250**	250
5,05 %, échéant en 2043	**200**	-
4,26 %, échéant en 2046	**275**	-
4,26 %, échéant en 2052	**225**	225
	5 625	5 114
Moins : tranche échéant à moins d'un an	**5**	5
Dette à long terme	**5 620**	5 109

1 Les taux d'intérêt présentés reflètent les taux d'intérêt effectifs de la dette.

2 La dette de premier rang confère à la SFIEO le droit de recevoir le paiement complet des montants qui lui sont dus et est de rang égal aux créances de premier rang de UMH Energy Partnership et de Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME).

3 Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à ce que des conditions précises soient satisfaites après la construction. Ces billets sont de rang égal aux billets de premier rang à payer à la SFIEO.

4 Ces billets sont garantis par les actifs du projet de la rivière Lower Mattagami, y compris les installations existantes en exploitation et les installations en cours de construction, et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à la date d'expiration du droit de recours. Ces billets sont de rang égal aux billets de premier rang à payer à la SFIEO.

OPG peut emprunter sur la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara accordée par la SFIEO jusqu'à un montant maximal de 1,6 milliard de dollars. Les intérêts sont fixés, pour chaque billet émis au moment de l'emprunt, à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIEO, fondé sur un échantillon de taux du marché. Les emprunts d'OPG sur cette facilité se limitent au coût du projet. La facilité de crédit viendra à échéance le 31 décembre 2014. Au 31 décembre 2013, les emprunts sur la facilité totalisaient 1 065 millions de dollars (1 025 millions de dollars en 2012).

En décembre 2013, OPG a conclu, avec la SFIEO, une entente qui met à sa disposition une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 500 millions de dollars. Au 31 décembre 2013, aucun montant n'était tiré sur la facilité de crédit. La facilité de crédit viendra à échéance le 31 décembre 2014.

Les intérêts payés en 2013 se sont établis à 255 millions de dollars (246 millions de dollars en 2012), dont une tranche de 246 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (235 millions de dollars en 2012).

La valeur comptable des actifs donnés en nantissement au 31 décembre 2013 s'élevait à 2 756 millions de dollars (2 099 millions de dollars en 2012).

Les échéances contractuelles par exercice se résument comme suit :

(en millions de dollars)	
2014	**5**
2015	**593**
2016	**273**
2017	**1 103**
2018	**398**
Par la suite	**3 253**
	5 625

7. DETTE À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2013, OPG a renouvelé les deux tranches et reporté l'échéance d'un an, soit jusqu'en mai 2018. Au 31 décembre 2013, OPG n'avait pas d'emprunts en cours sur sa facilité de crédit bancaire (néant en 2012).

LME peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 600 millions de dollars pour soutenir les obligations de capitalisation du projet de la rivière Lower Mattagami. La facilité est partagée en deux tranches. La première tranche, de 400 millions de dollars, a été réduite à 300 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2013 et l'échéance a été reportée d'un an, soit jusqu'au 17 août 2018. La seconde tranche, de 300 millions de dollars, arrive à échéance le 17 août 2015. Au 31 décembre 2013, un montant de 32 millions de dollars au titre du papier commercial était en cours aux termes de ce programme (néant en 2012). En 2011, OPG a conclu une facilité de crédit de 700 millions de dollars avec la SFIEO à l'appui du projet de la rivière Lower Mattagami. Aux 31 décembre 2013 et 2012, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit.

La Société a signé une convention, qui vient à échéance le 30 novembre 2014, visant la cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures, pouvant représenter jusqu'à 250 millions de dollars. La Société conserve également un droit de copropriété indivis dans les créances cédées à la fiducie. En vertu de la convention, la Société continue de gérer les créances. La cession fait en sorte que la fiducie devient propriétaire véritable d'une partie des paiements découlant des créances, calculés chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances. Au 31 décembre 2013, il y avait en cours des lettres de crédit de 80 millions de dollars (55 millions de dollars en 2012) aux termes de cette convention qui avaient été émises pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG.

Au 31 décembre 2013, OPG pouvait aussi emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 374 millions de dollars, qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins générales du siège social.

Au 31 décembre 2013, des lettres de crédit d'un total de 327 millions de dollars étaient émises, et comprenaient 302 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, y compris, comme il est décrit ci-dessus, 80 millions de dollars relatifs aux créances vendues à une fiducie indépendante; 24 millions de dollars servant aux fins générales du siège social; et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

De plus, au 31 décembre 2013, la SGDN avait émis une lettre de crédit de 4 millions de dollars pour capitaliser son régime de retraite complémentaire.

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Intérêt sur la dette à long terme	**280**	256
Intérêt sur la dette à court terme	**9**	11
Intérêts créditeurs	**(10)**	(7)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	**(127)**	(126)
Intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires[1]	**(66)**	(17)
Intérêts débiteurs, montant net	**86**	117

[1] Comprennent les intérêts afin de comptabiliser les frais de financement liés aux actifs et aux passifs réglementaires, ainsi qu'aux intérêts reportés dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité et dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

8. PASSIFS LIÉS À L'ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS ET À LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée se composaient de ce qui suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Passif lié au coût de gestion du combustible nucléaire irradié	**9 957**	9 469
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	**5 946**	5 708
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**354**	345
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**16 257**	15 522

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre sont les suivantes :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Passifs au début de l'exercice	**15 522**	14 392
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation[1]	**826**	774
Augmentation des passifs reflétant une variation des durées de vie utile des centrales nucléaires Pickering et Bruce	**-**	451
Augmentation des passifs en raison des charges variables liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires et des autres charges	**109**	103
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	**(199)**	(198)
Variation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**(1)**	-
Passifs à la fin de l'exercice	**16 257**	15 522

[1] L'augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation de 2013 ne tient pas compte des réductions de la charge de désactualisation attribuable à l'incidence du compte de report des passifs nucléaires de 2 millions de dollars et du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce de 68 millions de dollars sur la charge de désactualisation (compte de report des passifs nucléaires de 22 millions de dollars et compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce de 27 millions de dollars en 2012).

En 2013, les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires comprenaient un montant de 58 millions de dollars en financement à la SGDN relativement aux passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG (57 millions de dollars en 2012).

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts qu'OPG prévoit engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Des coûts seront engagés pour la préparation à l'arrêt sécuritaire, l'arrêt sécuritaire, le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité. Aux termes du contrat de location des centrales Bruce, OPG continue d'être le principal responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur un bon nombre d'années. La plus récente mise à jour des estimations des passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires est incluse dans le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA. Cette mise à jour s'est traduite par une augmentation des coûts estimatifs, surtout du fait de la hausse des coûts de construction du dépôt souterrain pour les déchets de faible activité et de moyenne activité, de l'accroissement des coûts de manutention et de stockage du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité pendant l'exploitation des centrales nucléaires, et des changements dans les indices économiques. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une baisse des coûts prévus à engager pour les travaux de déclassement des réacteurs.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2013, et suivant les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 41 prochaines années.

Pour tenir compte de la modification en 2012 des durées de vie utile estimatives des centrales Pickering et des centrales Bruce louées à Bruce Power L.P., OPG a enregistré une hausse de 451 millions de dollars des estimations des passifs nucléaires au 31 décembre 2012.

La mise à jour des estimations des passifs nucléaires visait notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2071 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une longue période de surveillance. En dollars de 2013, le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs atteint environ 33,8 milliards de dollars. Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs au 31 décembre 2013 est de 5,37 %. L'augmentation des passifs comptabilisés au 31 décembre 2012, qui reflète la modification des durées de vie utile estimatives et est conforme au plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA, a été calculée en actualisant les flux de trésorerie futurs additionnels nets selon un taux de 3,5 %. Les taux d'augmentation des coûts utilisés pour calculer l'augmentation des coûts estimatifs s'échelonnent de 1,9 % à 3,7 %.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul du montant à comptabiliser pour les passifs nucléaires font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, les dates de fin de vie, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif lié aux coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. En vertu de la LDCN, entrée en vigueur en 2002, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire au Canada doivent mettre sur pied une entité de gestion des déchets nucléaires et établir un fonds en fiducie pour régler les coûts liés à la gestion du combustible irradié. Pour estimer son passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche prudente conformément à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, qui présume la mise en service d'un dépôt géologique en profondeur en 2035.

Passif lié aux coûts de déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclassement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile ainsi que le coût de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité qui sont produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclassement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs seront mis en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur dix ans).

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité à payer comprennent un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité. Une entente a été conclue avec des municipalités locales afin de permettre à OPG d'aménager un dépôt géologique en profondeur destiné à la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, qui sera adjacent à l'installation de gestion des déchets Western.

OPG a suspendu les activités de conception jusqu'à l'émission du permis de préparation de l'emplacement et de construction, qui est prévue au cours du premier semestre de 2015.

Passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Au 31 décembre 2013, ce passif était fondé sur les dates de mise hors service estimatives des centrales thermiques s'échelonnant de 2014 à 2030. Les taux d'actualisation vont de 1,5 % à 5,8 %. En dollars de 2013, le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs non nucléaires atteint 491 millions de dollars.

Au 31 décembre 2013, outre le passif de 134 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 220 millions de dollars relativement aux coûts de déclassement de centrales qui ne sont plus utilisées pour la production d'électricité et aux coûts de remise en état des lieux pour ces centrales, notamment les centrales Nanticoke et Lambton.

Ontario Nuclear Funds Agreement

Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. Au 31 décembre 2013, le Fonds de déclassement était surcapitalisé.

Le Fonds pour combustible irradié a été créé pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limitent son risque financier total à une valeur en dollars courants d'environ 12,9 milliards de dollars au 31 décembre 2013, compte tenu des projections de 2,23 millions de grappes de combustible irradié établies selon les hypothèses à l'égard des durées de vie des centrales figurant dans le plan de référence financier initial. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié additionnelles excédant les 2,23 millions de grappes.

OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2013 aux termes de l'ONFA a été de 184 millions de dollars (182 millions de dollars en 2012), y compris une cotisation à la fiducie créée en vertu de la LDCN de l'Ontario (la « Fiducie ») de 154 millions de dollars (149 millions de dollars en 2012). D'après le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA, OPG est tenue de cotiser des montants annuels au Fonds pour combustible irradié, allant de 139 millions de dollars à 193 millions de dollars par année au cours des années 2014 à 2018 (se reporter à la note 15).

La LDCN est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à la LDCN, OPG a constitué la Fiducie en novembre 2002 et y a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars. En vertu de la LDCN, OPG était tenue de verser une cotisation annuelle de 100 millions de dollars à la Fiducie jusqu'à ce que la formule de financement proposée par la SGDN, conçue pour tenir compte des frais financiers futurs de mise en œuvre de l'approche de gestion adaptative progressive, ait été approuvée par le ministère fédéral des Ressources naturelles. Cette formule de financement a été approuvée en 2009. La Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, et les cotisations à la Fiducie, exigées par la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement d'OPG aux termes de l'ONFA.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») depuis 2003, pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs courants liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les exigences de la CCSN en matière de garantie financière consolidée et les Fonds nucléaires. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % de la garantie provinciale. La valeur actuelle de la garantie provinciale de 1 551 millions de dollars s'applique jusqu'à la fin de 2017. En janvier 2013 et en janvier 2014, OPG a payé une commission de garantie de 8 millions de dollars calculée d'après une garantie provinciale de 1 551 millions de dollars.

Fonds de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement est en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Parce que la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement à l'expiration de l'ONFA, OPG limite le rendement du Fonds de déclassement à 3,25 % majoré de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario à long terme, soit le taux de croissance du passif lié aux coûts d'achèvement estimatifs, tant et aussi longtemps que le Fonds de déclassement est surcapitalisé.

La valeur des actifs du Fonds de déclassement, selon la comptabilisation à la juste valeur, était de 5 967 millions de dollars au 31 décembre 2013, déduction faite du montant à payer à la Province de 624 millions de dollars, puisque la valeur des actifs du fonds était supérieure au passif selon le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2012, la valeur des actifs du Fonds de déclassement s'établissait à 5 707 millions de dollars, selon la comptabilisation à la juste valeur, soit aussi un montant supérieur au passif d'après le plan de référence de 2012. En vertu de l'ONFA, si une surcapitalisation du Fonds de déclassement faisait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, étaient capitalisés à au moins 120 %, OPG pourrait établir qu'un montant, jusqu'à concurrence de la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 %, soit considéré comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIEO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent. Étant donné qu'OPG assume les risques associés à l'accroissement des coûts liés au passif et aux rendements des placements dans le Fonds de déclassement, des cotisations futures au Fonds de déclassement pourraient être nécessaires si le fonds n'était pas suffisamment capitalisé au moment de la prochaine analyse du plan de référence à l'égard du passif.

Les placements du Fonds de déclassement forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis au sein de plusieurs marchés géographiques ainsi que des placements dans des portefeuilles de biens immobiliers au Canada et d'infrastructures. Les Fonds nucléaires sont investis pour financer les besoins de remboursement du passif à long terme et, de cette manière, l'actif du portefeuille est composé de sorte qu'il puisse dégager le rendement requis à long terme. Même si la valeur de marché fluctuera à court terme, la gestion du rendement à long terme des Fonds nucléaires demeure le principal objectif.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant que le Fonds paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé. Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible additionnelles ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

Au 31 décembre 2013, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 7 529 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur. La valeur du Fonds pour combustible irradié comprenait un montant à payer à la Province de 990 millions de dollars relativement à l'ajustement du rendement garanti. Au 31 décembre 2012, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 7 010 millions de dollars, y compris un montant de 235 millions de dollars à payer à la Province lié à l'ajustement du rendement garanti.

En vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes.

Aux 31 décembre, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires se composaient de ce qui suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Fonds de déclassement	**6 591**	5 771
Montant à payer à la Province – Fonds de déclassement	**(624)**	(64)
	5 967	5 707
Fonds pour combustible irradié[1]	**8 519**	7 245
Montant à payer à la Province – Fonds pour combustible irradié	**(990)**	(235)
	7 529	7 010
Total des Fonds nucléaires	**13 496**	12 717
Moins : tranche à court terme	**25**	27
Fonds nucléaires à long terme	**13 471**	12 690

[1] Au 31 décembre 2013, la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 2 668 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur (2 559 millions de dollars en 2012).

La juste valeur des titres investis dans les Fonds nucléaires aux 31 décembre était comme suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	**262**	335
Placements non traditionnels	**598**	362
Fonds groupés	**2 173**	2 093
Titres de capitaux propres négociables	**7 332**	5 670
Titres à revenu fixe	**4 713**	4 523
Débiteurs/créditeurs, montant net	**32**	41
Frais d'administration à payer	**-**	(8)
	15 110	13 016
Montant à payer à la Province	**(1 614)**	(299)
	13 496	12 717

Les obligations et les débentures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et dans le Fonds de déclassement aux 31 décembre viennent à échéance comme suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
De 1 an à 5 ans	**1 334**	1 151
De 5 ans à 10 ans	**871**	631
Plus de 10 ans	**2 508**	2 741
Total des titres de créance non échus	**4 713**	4 523
Rendement moyen	**3,2 %**	2,7 %

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur 2013	2012
Fonds de déclassement au début de l'exercice	**5 707**	5 342
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**854**	469
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	**(34)**	(40)
Augmentation du montant à payer à la Province	**(560)**	(64)
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	**5 967**	5 707
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	**7 010**	6 556
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	**184**	182
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**1 131**	584
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	**(41)**	(30)
Augmentation du montant à payer à la Province	**(755)**	(282)
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	**7 529**	7 010

Le rendement des Fonds nucléaires en 2013 et 2012 a été touché par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO. Le rendement des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2012
Fonds de déclassement	**294**	405
Fonds pour combustible irradié	**376**	302
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce *(note 5)*	**(42)**	(56)
Total du rendement	**628**	651

9. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs d'activité. La Société comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts futurs qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

En 2013, OPG a enregistré une diminution de 109 millions de dollars (31 millions de dollars en 2012) du passif d'impôts pour tenir compte des impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés facturés à la clientèle. Puisque ces impôts reportés devraient être remboursés à même les tarifs réglementés futurs, OPG a comptabilisé une diminution correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés. En conséquence, la charge d'impôts reportés pour 2013 et 2012 n'a pas été touchée.

Le montant des impôts sur les bénéfices payés en 2013 s'est établi à 14 millions de dollars (recouvrement net d'impôts de 7 millions de dollars en 2012).

Le tableau suivant présente les passifs d'impôts reportés comptabilisés pour les activités à tarifs réglementés qui devraient être récupérés à même les tarifs réglementés futurs :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Aux 1er janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	**500**	523
Passifs d'impôts reportés découlant des actifs réglementaires au titre des impôts reportés	**168**	176
	668	699
Variations au cours de l'exercice :		
Diminution des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	**(82)**	(23)
Diminution des passifs d'impôts reportés découlant des actifs réglementaires au titre des impôts reportés	**(27)**	(8)
Solde aux 31 décembre	**559**	668

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**166**	434
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné en vigueur prévu par la loi	**26,5 %**	26,5 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	**44**	115
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	**(102)**	(17)
Éléments non imposables de bénéfice	**(3)**	(5)
Changement dans les positions fiscales	**9**	(11)
Actif réglementaire au titre des impôts reportés	**113**	15
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	**(30)**	(28)
Divers	**-**	(2)
	(13)	(48)
Charge d'impôts	**31**	67
Taux d'imposition effectif	**18,7 %**	15,4 %

Les composantes importantes de la charge d'impôts sont présentées dans le tableau qui suit :

(en millions de dollars)	2013	2012
Charge d'impôts de l'exercice :		
Impôts exigibles	**48**	21
Changement dans les positions fiscales	**9**	(11)
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	**9**	23
Crédits d'impôt à l'investissement pour la recherche scientifique et le développement expérimental	**(30)**	(28)
Divers	**7**	-
	43	5
Charge (recouvrement) d'impôts reportés :		
Variation des écarts temporaires	**(14)**	69
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	**(111)**	(40)
Actif réglementaire au titre des impôts reportés	**113**	33
	(12)	62
Charge d'impôts	**31**	67

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts reportés aux 31 décembre sont les suivantes :

(en millions de dollars)	2013	2012
Actifs d'impôts reportés :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**4 055**	3 871
Autres passifs et actifs	**1 672**	2 006
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	**30**	37
	5 757	5 914
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	**(1 463)**	(1 497)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(3 374)**	(3 179)
Autres passifs et actifs	**(1 499)**	(1 733)
	(6 336)	(6 409)
Passifs d'impôts reportés nets	**(579)**	(495)
Représentés par :		
Tranche à court terme – (passif) actif	**(14)**	68
Tranche à long terme – passif	**(565)**	(563)
	(579)	(495)

L'économie d'impôts liée à une position fiscale est comptabilisée seulement lorsqu'il est plus probable qu'improbable que, selon sa valeur technique, cette position sera maintenue après examen par les autorités fiscales. L'économie d'impôts exigibles et reportés correspond au montant le plus élevé, compte tenu des possibilités de règlement, dont la réalisation est probable à plus de 50 % au moment du règlement avec les autorités fiscales.

Le rapprochement du solde d'ouverture et du solde de clôture des économies d'impôts non constatées est comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2012
Solde d'ouverture aux 1er janvier	82	68
Ajouts en fonction des positions fiscales relatives à l'exercice considéré	13	29
Réductions pour les positions fiscales des exercices antérieurs	(4)	(15)
Solde de fermeture aux 31 décembre	91	82

Au 31 décembre 2013, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 91 millions de dollars (82 millions de dollars en 2012), compte non tenu des intérêts et des pénalités, lesquels pourraient avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif d'OPG s'ils sont comptabilisés. Les variations des économies d'impôts non constatées pour les douze prochains mois ne peuvent être prédites avec certitude.

OPG comptabilise les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts. Au 31 décembre 2013, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 10 millions de dollars (7 millions de dollars en 2012). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2008.

10. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les variations des soldes de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts, au cours des exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 sont comme suit :

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013		
(en millions de dollars)	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie[1]	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite[1]	Total[1]
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(156)	(823)	(979)
Gain net sur les couvertures de flux de trésorerie	14	-	14
Gain actuariel et crédits pour les services passés lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	226	226
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	13	42	55
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	27	268	295
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(129)	(555)	(684)

[1] Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts sur les bénéfices.

(en millions de dollars)	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie[1]	Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite[1]	Total[1]
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(163)	(727)	(890)
Perte nette sur les couvertures de flux de trésorerie	(11)	-	(11)
Perte actuarielle et crédits pour les services passés lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	(123)	(123)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	18	27	45
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	7	(96)	(89)
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(156)	(823)	(979)

[1] Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts sur les bénéfices.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012, les montants importants reclassés hors de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, sont comme suit :

(en millions de dollars)	Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu 2013	2012	Poste aux états des résultats
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	**15**	19	Intérêts débiteurs, montant net
Charge d'impôts	**(2)**	(1)	
	13	18	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et autres avantages complémentaires de retraite			
Gains actuariels et coûts des services passés	**57**	35	Se reporter à la note 1 ci-dessous
Charge (recouvrement) d'impôts	**(15)**	(8)	
	42	27	
Total des montants reclassés pour l'exercice	**55**	45	

[1] Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont prises en compte pour le calcul des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (pour plus de détails, se reporter à la note 11).

11. RÉGIMES DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Actifs de la caisse de retraite

Les directives de placement de la caisse de retraite du régime agréé d'OPG sont présentées dans l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements. L'énoncé des politiques et procédures en matière de placements est examiné et approuvé par le comité d'audit et des finances au moins annuellement et comporte un exposé sur les objectifs et les attentes en matière de placements, sur la composition des actifs et son rééquilibrage et sur la méthode d'évaluation du rendement des actifs de la caisse de retraite.

Conformément à l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements, les décisions de répartition des placements sont prises dans le but d'atteindre l'objectif d'OPG de respecter les obligations du régime au fur et à mesure qu'elles arrivent à échéance. Les actifs de la caisse de retraite sont placés dans deux catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs de couverture des passifs, dont l'objectif à long terme est de protéger les passifs des régimes contre la sensibilité à l'inflation et aux taux d'intérêt. La seconde catégorie comprend les actifs d'accroissement du rendement dont l'objectif à long terme est d'obtenir des rendements plus élevés par rapport à ceux attendus des actifs de couverture des passifs.

Pour atteindre l'objectif énoncé ci-dessus, OPG a opté pour la composition d'actifs à long terme et les fourchettes admissibles suivantes :

	Minimum	Cible	Maximum
Catégorie d'actifs			
Titres à revenu fixe	26 %	34 %	46 %
Titres de capitaux propres	44 %	54 %	64 %
Placements non traditionnels	0 %	12 %	20 %

Le régime a recours à des titres dérivés, comme des swaps de taux d'intérêt et des contrats de change à terme, aux fins de la gestion des risques, lorsque cela est cohérent avec son objectif de placement.

Concentrations importantes de risque dans les actifs de la caisse de retraite

Les actifs de la caisse de retraite sont diversifiés afin de limiter l'incidence que pourrait avoir à lui seul un placement en particulier. La caisse de retraite se compose d'actifs de plusieurs catégories. Les titres à revenu fixe sont diversifiés et comprennent des obligations canadiennes structurées, des obligations indexées sur l'inflation et des obligations de sociétés, ainsi qu'un programme de couverture par superposition de taux d'intérêt, qui est décrit dans la rubrique sur les fonds groupés. Les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres que nord-américaines. De plus, des portefeuilles de biens immobiliers et d'infrastructures représentent moins de 5 % du total des actifs constituant la caisse de retraite. De plus, les placements dans les catégories d'actifs ci-dessus sont diversifiés par fonds, gestionnaires de portefeuille, stratégies, années, secteurs et régions, selon les caractéristiques propres à chaque catégorie d'actifs.

Le risque de crédit relatif aux titres à revenu fixe détenus par la caisse de retraite est régi par l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements, qui exige que les titres à revenu fixe respectent bon nombre de contraintes de placement pour assurer une diversification prudente et la qualité minimale recommandée pour les notations de crédit requises. Comme il est lié aux dérivés détenus par la caisse de retraite, le risque de crédit est géré conformément à la documentation de l'International Swap and Derivatives Association (« ISDA »), et la gestion des contreparties est assumée par les gestionnaires de portefeuille de la caisse de retraite.

Gestion des risques

La supervision de la gestion des risques de la caisse de retraite comprend, entre autres, les activités suivantes :

- gestion périodique de l'actif et du passif et recherches stratégiques sur la répartition des actifs
- surveillance des niveaux de financement et des ratios de financement
- surveillance de la conformité aux lignes directrices quant à la répartition des actifs et des contrats de gestion de placements
- surveillance du rendement des catégories d'actifs par rapport à leur indice de référence
- surveillance du rendement des gestionnaires de placements par rapport à leurs indices de référence.

Taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite

Le taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Les décisions en matière de gestion des actifs prennent en compte les passifs économiques du régime.

Évaluations à la juste valeur

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les instruments financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. Se reporter à la note 13 pour obtenir une présentation détaillée sur les évaluations à la juste valeur et la hiérarchie des évaluations à la juste valeur.

Les tableaux qui suivent présentent les actifs de la caisse de retraite évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des évaluations à la juste valeur :

	31 décembre 2013			
(en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**320**	**-**	**-**	**320**
Placements à court terme	**-**	**5**	**-**	**5**
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	**-**	**315**	**-**	**315**
Obligations de gouvernements autres que des États-Unis	**-**	**1 514**	**-**	**1 514**
Actions				
Actions canadiennes	**2 087**	**-**	**-**	**2 087**
Actions américaines	**2 031**	**-**	**-**	**2 031**
Actions étrangères	**2 357**	**-**	**-**	**2 357**
Fonds groupés	**38**	**1 959**	**11**	**2 008**
Infrastructures	**-**	**-**	**208**	**208**
Biens immobiliers	**-**	**-**	**210**	**210**
Divers	**-**	**2**	**-**	**2**
	6 833	**3 795**	**429**	**11 057** [1]

[1] Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

	31 décembre 2012			
(en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	81	116	-	197
Placements à court terme	-	5	-	5
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	308	-	308
Obligations de gouvernements autres que des États-Unis	-	1 601	-	1 601
Actions				
Actions canadiennes	1 988	-	-	1 988
Actions américaines	1 664	-	-	1 664
Actions étrangères	1 907	-	-	1 907
Fonds groupés	8	2 396	8	2 412
Infrastructures	-	-	160	160
Biens immobiliers	-	-	72	72
Divers	-	5	-	5
	5 648	4 431	240	10 319 [1]

[1] Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

Les tableaux suivants présentent les variations de la juste valeur des instruments financiers classés dans le niveau 3 :

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013			
(en millions de dollars)	Fonds groupés	Infrastructures	Biens immobiliers	Total
Solde d'ouverture au 1er janvier 2013	8	160	72	240
Total des gains réalisés et latents	3	19	6	28
Achats, ventes et règlements	-	29	132	161
Solde de clôture au 31 décembre 2013	11	208	210	429

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012			
(en millions de dollars)	Fonds groupés	Infrastructures	Biens immobiliers	Total
Solde d'ouverture au 1er janvier 2012	7	86	52	145
Total des gains réalisés et latents	1	74	7	82
Achats, ventes et règlements	-	-	13	13
Solde de clôture au 31 décembre 2012	8	160	72	240

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2.

Coûts et passifs des régimes

Des détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, des actifs de la caisse de retraite et des coûts sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2013	2012	2013	2012
Hypothèses moyennes pondérées – obligations au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations futures	**4,90 %**	4,30 %	**4,91 %**	4,32 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**2,50 %**	2,50 %	-	-
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,00 %	-	-
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	-	-	**6,19 %**	6,38 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	**4,34 %**	4,38 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	**2030**	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	-	-	**2,00 %**	2,00 %

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2013	2012	2013	2012
Hypothèses moyennes pondérées – coûts de l'exercice				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**6,25 %**	6,50 %	-	-
Taux d'actualisation des prestations futures	**4,30 %**	5,10 %	**4,32 %**	5,07 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**2,50 %**	3,00 %	-	-
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,00 %	-	-
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	-	-	**6,38 %**	6,48 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	**4,38 %**	4,38 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	**2030**	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	-	-	**2,00 %**	2,00 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (années)	**13**	12	**14**	13

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2013	2012	Régimes de retraite complémentaires 2013	2012	Avantages complémentaires de retraite 2013	2012
Composantes de la charge constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**291**	264	**10**	9	**86**	78
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**589**	618	**13**	14	**138**	139
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(648)**	(668)	**-**	-	**-**	-
Amortissement des coûts des services passés[1]	**-**	-	**-**	-	**1**	2
Amortissement de la perte actuarielle nette[1]	**244**	144	**6**	4	**48**	31
Comptabilisation (du gain actuariel net lié) de la perte actuarielle nette liée aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	**(11)**	10
Coût constaté[2]	**476**	358	**29**	27	**262**	260

[1] L'amortissement des coûts des services passés et de la perte actuarielle nette a été comptabilisé comme une hausse des autres éléments du résultat étendu. Cette hausse a été en partie compensée par l'incidence de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dont il est question à la note 5.

[2] Les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite tiennent compte de la réduction des coûts découlant de la comptabilisation des ajouts aux actifs réglementaires liés au compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et au compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis. Il est question du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis à la note 5.

Le total des coûts relatifs aux avantages, y compris l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis, pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	2013	2012
Régimes de retraite agréés	**476**	358
Régimes de retraite complémentaires	**29**	27
Avantages complémentaires de retraite	**262**	260
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 5)*	**(312)**	(192)
Compte de report de l'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis *(note 5)*	**-**	(47)
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**455**	406

Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite, évalués aux 31 décembre, sont les suivants :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2013	Régimes de retraite agréés 2012	Régimes de retraite complémentaires 2013	Régimes de retraite complémentaires 2012	Avantages complémentaires de retraite 2013	Avantages complémentaires de retraite 2012
Variation des actifs de la caisse de retraite						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	**10 337**	9 604	**-**	-	**-**	-
Cotisations patronales	**306**	375	**14**	16	**87**	83
Cotisations salariales	**74**	77	**-**	-	**-**	-
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	**923**	898	**-**	-	**-**	-
Versements de prestations	**(679)**	(617)	**(14)**	(16)	**(87)**	(83)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	**10 961**	10 337	**-**	-	**-**	-
Variation des obligations au titre des prestations projetées						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	**13 669**	12 197	**297**	261	**3 174**	2 708
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	**291**	264	**10**	9	**86**	78
Cotisations salariales	**74**	77	**-**	-	**-**	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**589**	618	**13**	14	**138**	139
Versements de prestations	**(679)**	(617)	**(14)**	(16)	**(87)**	(83)
Crédits pour les services passés	**-**	-	**-**	-	**(2)**	(7)
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette	**(522)**	1 130	**(17)**	29	**(590)**	339
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	**13 422**	13 669	**289**	297	**2 719**	3 174
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	**(2 461)**	(3 332)	**(289)**	(297)	**(2 719)**	(3 174)

Le tableau suivant présente les passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement aux bilans consolidés aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2013	Régimes de retraite agréés 2012	Régimes de retraite complémentaires 2013	Régimes de retraite complémentaires 2012	Avantages complémentaires de retraite 2013	Avantages complémentaires de retraite 2012
Passifs à court terme	**-**	-	**(9)**	(8)	**(91)**	(98)
Passifs à long terme	**(2 461)**	(3 332)	**(280)**	(289)	**(2 628)**	(3 076)
Total des passifs	**(2 461)**	(3 332)	**(289)**	(297)	**(2 719)**	(3 174)

Au 31 décembre 2013, les obligations cumulées au titre des prestations pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 12 242 millions de dollars et 237 millions de dollars (respectivement 12 366 millions de dollars et 242 millions de dollars en 2012). Il y a une différence entre l'obligation cumulée au titre des prestations et l'obligation au titre des prestations projetées parce que l'obligation cumulée au titre des prestations ne comporte pas d'hypothèse à propos des niveaux de rémunération futurs.

Le tableau suivant présente les composantes des autres éléments du résultat étendu d'OPG liées aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages complémentaires de retraite et l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite correspondants, tel qu'il est mentionné à la note 5, pour les exercices clos les 31 décembre :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**
Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu						
Crédits pour les services passés pour l'exercice	-	-	-	-	**(2)**	(7)
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette de l'exercice	**(797)**	900	**(17)**	29	**(579)**	329
Amortissement des coûts des services passés	-	-	-	-	**(1)**	(2)
Amortissement de la perte actuarielle nette	**(244)**	(144)	**(6)**	(4)	**(48)**	(31)
(Augmentation) diminution totale des autres éléments du résultat étendu	**(1 041)**	756	**(23)**	25	**(630)**	289
Moins : (Diminution) augmentation de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 5)*	**(814)**	675	**(18)**	21	**(504)**	245
(Augmentation) diminution nette des autres éléments du résultat étendu	**(227)**	81	**(5)**	4	**(126)**	44

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite correspondant qui n'avaient pas encore été comptabilisées en tant que composantes du coût relatif aux avantages aux 31 décembre :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**
Montants non amortis comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu						
Coûts des services passés	-	-	-	-	**1**	4
Perte actuarielle nette	**3 496**	4 537	**79**	102	**323**	950
Total des montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	**3 496**	4 537	**79**	102	**324**	954
Moins : Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 5)*	**2 831**	3 645	**64**	82	**263**	767
Montant net comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu	**665**	892	**15**	20	**61**	187

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux 31 décembre (inclus dans le tableau ci-dessus) qui devraient être amorties comme des composantes du coût relatif aux avantages et comptabilisées comme des augmentations des autres éléments du résultat étendu et des diminutions de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite en 2014 :

(en millions de dollars)	**Régimes de retraite agréés**	**Régimes de retraite complémentaires**	**Avantages complémentaires de retraite**
Perte actuarielle nette	**260**	**4**	**6**
Total de l'augmentation des autres éléments du résultat étendu	**260**	**4**	**6**
Moins : Diminution estimative de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite relatif aux centrales actuellement réglementées	**211**	**3**	**5**
Augmentation nette des autres éléments du résultat étendu	**49**	**1**	**1**

D'après l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation la plus récente du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1er janvier 2011, il existait un passif non capitalisé de 555 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 5 663 millions de dollars en cas de liquidation. D'après la précédente évaluation actuarielle en date du 1er janvier 2008, il existait un passif non capitalisé de 239 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 2 846 millions de dollars en cas de liquidation. La situation de capitalisation qui sera présentée dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1er janvier 2014 au plus tard et déposée d'ici le 30 septembre 2014, pourrait être considérablement différente. Les cotisations d'OPG à son régime de retraite agréé en 2014 seront calculées dans la prochaine évaluation actuarielle qui doit être déposée au plus tard le 30 septembre 2014. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre. OPG continuera d'évaluer le niveau requis des cotisations au régime de retraite.

Selon l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation la plus récente du régime de retraite agréé de la SGDN, en date du 1er janvier 2013, il existait un excédent de 14 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 15 millions de dollars en cas de liquidation. D'après la précédente évaluation actuarielle en date du 1er janvier 2012, il existait un excédent de 8 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 15 millions de dollars en cas de liquidation. La prochaine évaluation actuarielle devra être en date du 1er janvier 2014 au plus tard.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 302 millions de dollars au 31 décembre 2013 (332 millions de dollars en 2012).

Les versements de prestations futurs estimatifs aux participants des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite sont fondés sur les hypothèses utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations au 31 décembre 2013 de la manière suivante :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2014	521	9	91
2015	551	10	96
2016	582	11	100
2017	589	12	105
2018	634	13	110
De 2019 à 2023	3 658	79	625

Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation des composantes services rendus au cours de l'exercice et intérêts du coût constaté de 54 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2013 (48 millions de dollars pour 2012) ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 39 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2013 (36 millions de dollars pour 2012). Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 472 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2013 pour les avantages complémentaires de retraite (604 millions de dollars pour 2012) ou une diminution de 360 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2013 pour les avantages complémentaires de retraite (456 millions de dollars pour 2012).

12. DÉRIVÉS

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité qui sont attribuables au marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario, à la variation des taux d'intérêt du marché sur les instruments d'emprunt qu'elle envisage d'émettre dans le futur et aux fluctuations du change qui ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues. Des instruments dérivés choisis sont utilisés pour gérer ces risques. Les dérivés sont utilisés à titre d'instruments de couverture, de même qu'à des fins de transaction.

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que la valeur des actifs et des passifs varie en raison des fluctuations des taux d'intérêt connexes. Le risque de taux d'intérêt d'OPG découle du besoin de refinancer une dette existante ou de souscrire de nouveaux financements. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments de risque de taux d'intérêt associés à un financement prévu.

LME a conclu des swaps différés de taux d'intérêt pour se couvrir contre l'incidence des variations futures des taux d'intérêt des titres d'emprunt à long terme utilisés pour le projet de la rivière Lower Mattagami.

Pour la Société, le risque de prix de l'électricité est la possibilité de variations négatives du prix de marché de l'électricité. L'exposition au risque de prix de l'électricité est atténuée par l'application de tarifs réglementés et d'autres arrangements contractuels pour une part importante des activités d'OPG. La majeure partie de ce risque devrait être atténué par l'établissement d'un tarif réglementé pour la plupart des centrales hydroélectriques actuellement non réglementées d'OPG qui sont visées par une réglementation tarifaire de la CEO qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014.

La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé. Les hypothèses concernaient l'incidence des prix futurs de l'électricité sur l'évaluation du dérivé constituant un passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce.

Le risque de change d'OPG est attribuable à deux facteurs principaux : les opérations libellées en dollars américains comme l'achat de combustibles, et l'influence des prix des marchandises libellés en dollars américains sur les prix du marché de l'électricité de l'Ontario. Au besoin, OPG conclut des contrats de change ou des ententes avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises.

La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERE. Bien que l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, la direction de la Société accepte ce risque en raison du rôle de premier plan joué par la SIERE sur le marché de l'électricité de l'Ontario. L'exposition des débiteurs restants découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Au 31 décembre 2013, la provision pour créances douteuses d'OPG était inférieure à 1 million de dollars.

Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments dérivés d'OPG :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Quantité nominale**	**Échéance**	**Juste valeur**	**Poste du bilan**
Au 31 décembre 2013				
Instruments dérivés sur marchandises	**5,0 TWh**	**1 an**	**10**	Autres débiteurs et charges payées d'avance
Dérivés de change	**37**	**D'ici 1 an**	**1**	Autres débiteurs et charges payées d'avance
Instruments dérivés sur marchandises	**2,8 TWh**	**1 an**	**(11)**	Créditeurs et charges à payer
Couvertures de flux de trésorerie – swaps différés de taux d'intérêt	**100**	**De 1 an à 10 ans**	**(8)**	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	**s. o.**	**6 ans**	**(346)**	Créditeurs et charges à payer à long terme
Total des dérivés			**(354)**	

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Quantité nominale**	**Échéance**	**Juste valeur**	**Poste du bilan**
Au 31 décembre 2012				
Instruments dérivés sur marchandises	4,3 TWh	De 1 an à 2 ans	7	Autres débiteurs et charges payées d'avance
Dérivés de change	63	D'ici 1 an	(1)	Créditeurs et charges à payer
Instruments dérivés sur marchandises	2,0 TWh	De 1 an à 2 ans	(4)	Créditeurs et charges à payer
Couvertures de flux de trésorerie – swaps différés de taux d'intérêt	410	De 1 an à 12 ans	(66)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	s. o.	7 ans	(392)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Total des dérivés			(456)	

Le tableau suivant montre le montant relatif aux dérivés comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et le bénéfice pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2013	2012
Couvertures de flux de trésorerie		
Gain (perte) dans les autres éléments du résultat étendu	**17**	(12)
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	**18**	12
Reclassement des gains dans les charges liées au combustible	**(3)**	7
Dérivés sur marchandises		
Pertes réalisées dans les revenus	**(7)**	(2)
Pertes latentes dans les revenus	**(4)**	(2)
Dérivé incorporé		
Pertes latentes dans les revenus[1]	**(33)**	(284)

[1] Sauf l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Les pertes nettes existantes de 19 millions de dollars déjà comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2013 devraient être reclassées dans le résultat net d'ici les douze prochains mois.

13. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les actifs et les passifs financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. Le classement d'un actif ou d'un passif financier selon cette hiérarchie dépend de l'importance des données d'entrée utilisées pour l'évaluation à la juste valeur. La hiérarchie des évaluations à la juste valeur comporte les trois niveaux suivants :

- Niveau 1 : L'évaluation des données se fonde sur les cours du marché non rajustés observés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques.
- Niveau 2 : L'évaluation se fonde sur des données autres que les cours du marché visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, soit directement ou indirectement.
- Niveau 3 : L'évaluation se fonde sur des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs se fonde sur les cours du marché aux dates des bilans consolidés. Un marché est considéré comme actif si les cours du marché sont disponibles régulièrement auprès d'une Bourse, d'un courtier, d'un groupe industriel, d'un service d'établissement des prix ou d'un organisme de réglementation, et si ces cours représentent des opérations réelles se produisant régulièrement dans des conditions normales de marché. Le cours du marché utilisé pour les actifs financiers détenus par OPG est le cours acheteur. Ces instruments sont compris dans le niveau 1 et se composent surtout de titres de capitaux propres et de placements dans des fonds.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. Les placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds groupés. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste

valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si toutes les données importantes requises pour évaluer un instrument à la juste valeur sont observables, l'instrument est inclus dans le niveau 2.

Si une ou plusieurs des données importantes ne se fondent pas sur des données de marché observables, l'instrument est classé dans le niveau 3. Des techniques d'évaluation précises sont employées pour évaluer ces instruments. Les données importantes de niveau 3 comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

Les transferts vers ou depuis chaque niveau et les transferts entre les niveaux sont réputés avoir eu lieu, dans chaque cas, à la date de l'événement ou du changement de circonstances qui a occasionné le transfert.

La Société doit déterminer la juste valeur de tous ses instruments financiers. Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers d'OPG aux 31 décembre :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Juste valeur**	**Valeur comptable**[1]	**Poste du bilan**
Au 31 décembre 2013			
Instruments dérivés sur marchandises	**10**	**10**	Autres débiteurs et charges payées d'avance
Placement dans OPG Ventures Inc.	**9**	**9**	Autres actifs à long terme
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (y compris la tranche à court terme)	**13 496**	**13 496**	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Dérivés de change	**1**	**1**	Autres débiteurs et charges payées d'avance
Instruments dérivés sur marchandises	**(11)**	**(11)**	Créditeurs et charges à payer
Couvertures de flux de trésorerie – swaps différés de taux d'intérêt	**(8)**	**(8)**	Créditeurs et charges à payer à long terme
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	**(56)**	**(56)**	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	**(346)**	**(346)**	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	**(5 955)**	**(5 625)**	Dette à long terme
Au 31 décembre 2012			
Instruments dérivés sur marchandises	7	7	Autres débiteurs et charges payées d'avance
Placement dans OPG Ventures Inc.	10	10	Autres actifs à long terme
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (y compris la tranche à court terme)	12 717	12 717	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Dérivés de change	(1)	(1)	Créditeurs et charges à payer
Instruments dérivés sur marchandises	(4)	(4)	Créditeurs et charges à payer
Couvertures de flux de trésorerie – swaps différés de taux d'intérêt	(66)	(66)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(24)	(24)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	(392)	(392)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(5 751)	(5 114)	Dette à long terme

[1] La valeur comptable des autres instruments financiers inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les montants à recevoir de parties liées, les autres débiteurs et charges payées d'avance et les créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers.

La juste valeur des instruments d'emprunt à long terme est établie à l'aide d'un modèle d'évaluation conventionnel en fonction des flux de trésorerie futurs, de la courbe des taux du marché actuels et de la durée jusqu'à l'échéance. Ces données sont considérées être des données de niveau 2.

Les tableaux qui suivent présentent des actifs et des passifs financiers évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des évaluations à la juste valeur :

	31 décembre 2013			
(en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Actif				
Fonds de déclassement	**3 005**	**2 715**	**247**	**5 967**
Fonds pour combustible irradié	**526**	**6 961**	**42**	**7 529**
Instruments dérivés sur marchandises	**5**	**2**	**3**	**10**
Placement dans OPG Ventures Inc.	**-**	**-**	**9**	**9**
Dérivés de change	**-**	**1**	**-**	**1**
Total	**3 536**	**9 679**	**301**	**13 516**
Passif				
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	**-**	**-**	**(346)**	**(346)**
Swaps différés de taux d'intérêt	**-**	**(8)**	**-**	**(8)**
Instruments dérivés sur marchandises	**(8)**	**(3)**	**-**	**(11)**
Total	**(8)**	**(11)**	**(346)**	**(365)**
Actif (passif) net	**3 528**	**9 668**	**(45)**	**13 151**

	31 décembre 2012			
(en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Actif				
Fonds de déclassement	2 596	2 948	163	5 707
Fonds pour combustible irradié	212	6 785	13	7 010
Instruments dérivés sur marchandises	2	2	3	7
Placement dans OPG Ventures Inc.	-	-	10	10
Total	2 810	9 735	189	12 734
Passif				
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	-	-	(392)	(392)
Swaps différés de taux d'intérêt	-	(66)	-	(66)
Instruments dérivés sur marchandises	(3)	(1)	-	(4)
Dérivés de change	-	(1)	-	(1)
Total	(3)	(68)	(392)	(463)
Actif (passif) net	2 807	9 667	(203)	12 271

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2. De plus, il n'y a pas eu de transfert vers et depuis le niveau 3.

Les tableaux qui suivent présentent les variations des actifs et passifs d'OPG mesurés à la juste valeur, selon le niveau 3 :

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013				
(en millions de dollars)	**Fonds de déclassement**	**Fonds pour combustible irradié**	**Placement dans OPG Ventures Inc.**	**Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce[1]**	**Instruments dérivés sur marchandises**
Solde d'ouverture au 1er janvier 2013	**163**	**13**	**10**	**(392)**	**3**
Gains latents inclus dans le rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires[1]	**18**	**3**	**-**	**-**	**-**
Pertes latentes incluses dans les revenus	**-**	**-**	**(1)**	**(33)**	**-**
Pertes réalisées incluses dans les revenus	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**(2)**
Achats	**83**	**14**	**-**	**-**	**2**
Ventes	**(3)**	**-**	**-**	**-**	**-**
Règlements	**(13)**	**12**	**-**	**79**	**-**
Solde de clôture au 31 décembre 2013	**247**	**42**	**9**	**(346)**	**3**

[1] Le total des gains (pertes) exclut l'incidence des actifs et passifs réglementaires.

	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012				
(en millions de dollars)	**Fonds de déclassement**	**Fonds pour combustible irradié**	**Placements dans OPG Ventures Inc.**	**Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce[1]**	**Instruments dérivés sur marchandises**
Solde d'ouverture au 1er janvier 2012	98	6	16	(186)	2
Gains latents inclus dans le rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires[1]	11	1	-	-	-
Pertes latentes incluses dans les revenus	-	-	(5)	(284)	(1)
Pertes réalisées incluses dans les revenus	-	-	-	-	(5)
Achats	58	6	-	-	7
Ventes	(2)	-	-	-	-
Règlements	(2)	-	(1)	78	-
Solde de clôture au 31 décembre 2012	163	13	10	(392)	3

[1] Le total des gains (pertes) exclut l'incidence des actifs et passifs réglementaires.

Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce

Les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce sont réduits chaque année civile où la moyenne arithmétique annuelle future prévue du prix horaire de l'électricité de l'Ontario chute sous les 30 $/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales Bruce, est traitée comme un dérivé.

En raison d'une donnée non observable utilisée dans le modèle d'évaluation du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, l'évaluation du passif est classée dans le niveau 3.

Le tableau suivant présente les informations quantitatives relatives à l'évaluation de la juste valeur du niveau 3 du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce au 31 décembre 2013 :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Juste valeur**	**Technique d'évaluation**	**Données non observables**	**Fourchette**
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	(346)	Modèle d'évaluation des options	Prime de risque[1]	De 0 % à 30 %

[1] Représente la fourchette de primes utilisées dans l'analyse d'évaluation que les intervenants du marché devraient employer pour évaluer le dérivé selon OPG.

La durée du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce est fondée sur la durée de vie utile restante, aux fins comptables, de certaines unités des centrales Bruce. En 2012, la durée de vie utile de ces unités Bruce a été prolongée jusqu'en 2019. La prolongation de la durée de vie utile représente 249 millions de dollars de la hausse totale du dérivé constituant un passif en 2012. L'exposition d'OPG au risque de fluctuation de la juste valeur du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce est atténuée dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, puisque les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce sont compris dans l'établissement des tarifs réglementés et sont assujettis au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Par conséquent, l'incidence avant impôts sur l'état des résultats à la suite des variations du dérivé constituant un passif est contrebalancée par l'incidence avant impôts sur l'état des résultats du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Fonds de déclassement et Fonds pour combustible irradié

Les placements dans les Fonds nucléaires classés dans le niveau 3 consistent en des placements dans des biens immobiliers et des infrastructures à l'intérieur du portefeuille de placements non traditionnels. La juste valeur des placements dans le portefeuille de placements non traditionnels des Fonds nucléaires est établie à l'aide de techniques d'évaluation appropriées, comme des opérations dans des conditions normales de marché, des références à la juste valeur actuelle à d'autres instruments qui sont essentiellement les mêmes, des analyses des flux de trésorerie actualisés, des expertises de tiers ou des multiples de valorisation récents ou d'autres méthodes d'évaluation. Le contrôle, la taille, la liquidité ou d'autres escomptes/primes sur les placements sont pris en compte pour établir la juste valeur.

Le processus d'évaluation des placements pour lesquels aucun cours du marché publié n'existe est fondé sur des incertitudes inhérentes, et les valeurs qui en résultent peuvent différer des valeurs qui auraient été utilisées si un marché était en place pour les placements. Les valeurs peuvent aussi différer des prix auxquels les placements peuvent être vendus.

Le tableau qui suit présente les catégories de placements détenus dans les Fonds nucléaires qui sont présentés à la valeur liquidative au 31 décembre 2013 :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Juste valeur	Engagements non capitalisés	Fréquence des rachats	Avis de rachat
Infrastructures	312	241	s. o.	s. o.
Biens immobiliers	286	373	s. o.	s. o.
Fonds groupés				
Placements à court terme	27	-	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	519	-	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Capitaux propres	1 627	-	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	2 771	614		

La juste valeur des placements ci-dessus est classée soit dans le niveau 2 ou dans le niveau 3.

Infrastructures

Cette catégorie comprend les placements dans des fonds dont l'objectif de placement est de générer à la fois une plus-value du capital à long terme et des revenus à court terme, habituellement grâce à des placements dans les secteurs de l'énergie, des transports et des services publics.

Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées en fonction de la participation des Fonds nucléaires dans les capitaux propres ou dans les placements sous-jacents détenus par les filiales dans un fonds d'infrastructures.

Les placements dans les fonds d'infrastructures respectifs ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation en actions ou dans des sociétés en commandite simple à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions de chaque fonds d'infrastructures seront reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents des fonds d'infrastructures. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents des fonds d'infrastructures seront liquidés. Toutefois, les fonds d'infrastructures arrivent à échéance entre 2019 et 2025.

Biens immobiliers

Cette catégorie comprend les placements dans des biens immobiliers de qualité supérieure situés au Canada. L'objectif de placement est de fournir un revenu stable ainsi que la possibilité d'une plus-value du capital à long terme.

Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds nucléaires dans ces placements.

Les placements dans des sociétés en commandite simple ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation dans une société en commandite simple à une autre partie, comme le stipule la convention de société en commandite, sous réserve du consentement écrit préalable des autres commanditaires. Pour les placements dans des sociétés immobilières fermées, les actions peuvent être remboursées selon un processus de remboursement préétabli. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents de cette catégorie seront liquidés.

Fonds groupés

Cette catégorie représente les placements dans des fonds groupés. Un fonds groupé se compose essentiellement d'un portefeuille diversifié de titres à revenu fixe émis principalement par des sociétés canadiennes et des portefeuilles diversifiés de titres à revenu fixe et de titres de capitaux propres inscrits en Bourse aux États-Unis et dans les marchés émergents. L'objectif de placement des fonds groupés est d'obtenir une plus-value du capital et des revenus par une gestion professionnelle des portefeuilles.

La juste valeur des placements de cette catégorie a été estimée à l'aide de la valeur liquidative par action des placements.

Il n'y a pas de restriction notable quant à la vente de placements de cette catégorie.

Placement dans OPG Ventures Inc.

Les données importantes de niveau 3 utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des placements dans OPG Ventures Inc. comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes. Des hausses (baisses) importantes de n'importe laquelle de ces données, prises isolément, pourraient faire en sorte que l'évaluation à la juste valeur soit considérablement plus élevée (faible).

14. ACTIONS ORDINAIRES

Aux 31 décembre 2013 et 2012, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de l'actionnaire d'OPG.

15. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

OPG ou ses filiales font face à différentes actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration, déposés devant la Cour de justice supérieure de l'Ontario, pour des dommages allégués de 500 millions de dollars ont été signifiés à OPG et à Bruce Power L.P. par British Energy Limited et British Energy International Holdings Limited (collectivement « British Energy »). La poursuite de British Energy contre OPG a trait à la présence de corrosion dans les générateurs de vapeur de l'unité 8 de Bruce, notamment une corrosion des plaques à travers lesquelles passent les tubes de chaudière. Le montant des dommages comprend une somme de 65 millions de dollars attribuable à une interruption prolongée aux fins de réparation d'une partie des dommages allégués. Le reste du montant réclamé se fonde sur la probabilité accrue que les générateurs de vapeur devront être remplacés ou que l'unité devra être mise hors service prématurément. OPG a loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. en 2001.

British Energy se défend dans le cadre d'un arbitrage initié par certains propriétaires actuels de Bruce Power L.P. concernant une prétendue violation des déclarations et garanties que British Energy avait fournies aux requérants au moment de l'acquisition de la participation que British Energy avait dans Bruce Power L.P. (l'« arbitrage »). Au deuxième trimestre de 2012, l'arbitre a rendu une décision provisoire. L'arbitre a conclu que British Energy était responsable, vis-à-vis des requérants, pour certains des dommages qu'ils réclament. L'arbitre a déterminé les éléments de la réclamation dont British Energy était responsable, mais n'a pas établi le montant des dommages, puisqu'il faudra obtenir davantage de preuves des parties pour le quantifier. Si les parties à l'arbitrage ne parviennent

pas à s'entendre sur la quantification des dommages, une autre procédure sera entreprise pour en établir le montant. Le conseiller juridique de British Energy a indiqué que les dommages à verser aux requérants ne devraient pas atteindre 70 millions de dollars.

British Energy avait indiqué précédemment qu'OPG ou Bruce Power L.P. pouvaient attendre la fin de l'arbitrage avant de contester activement la poursuite. Bien que l'arbitrage ne soit pas encore terminé, British Energy a demandé à OPG de présenter une défense. OPG et Bruce Power L.P. ont informé British Energy que si cette dernière souhaitait activer l'action en justice avant la conclusion de l'arbitrage, les défendeurs présenteraient une requête de suspension des procédures, un rejet de l'action en cours ou, subsidiairement, une requête visant à prolonger le délai de signification de la défense jusqu'à la conclusion de l'arbitrage. Cette requête devait être entendue le 5 mars 2010, mais la procédure a été ajournée à la demande de British Energy. La date à laquelle la requête doit être entendue reste encore à déterminer.

Certaines Premières nations ont intenté des actions en justice contre OPG pour raison d'ingérence dans leurs droits rattachés à la terre de réserve et leurs droits fonciers ancestraux respectifs. Également, OPG a été nommée dans certaines poursuites par les Premières nations contre d'autres parties en qualité de tierce partie défenderesse. Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. L'issue de certains d'entre eux pourrait être défavorable.

Bien qu'il ne soit pas possible de prédire l'issue des diverses actions en justice qui sont en cours, la Société est d'avis que leur résolution ne devrait pas avoir une incidence néfaste importante sur la situation financière d'OPG.

Questions environnementales

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, de l'eau et du sol et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter certaines autres obligations environnementales. Au 31 décembre 2013, les passifs environnementaux d'OPG s'établissaient à 15 millions de dollars (17 millions de dollars en 2012).

Garanties

La Société et ses coentrepreneurs ont conjointement garanti la performance financière des entités sous contrôle conjoint, principalement en ce qui a trait au paiement des dettes. Au 31 décembre 2013, le montant total des garanties fournies à ces entités par OPG se chiffrait à 76 millions de dollars. OPG peut en tout temps mettre fin à ces garanties en donnant un bref préavis, par écrit, aux contreparties. Les autres garanties viennent à échéance entre 2019 et 2029. Au 31 décembre 2013, l'incidence éventuelle de la juste valeur de ces garanties sur le bénéfice a été jugée négligeable. Au 31 décembre 2013, OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants d'OPG au 31 décembre 2013 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2014	2015	2016	2017	2018	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	183	208	163	143	126	159	982
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA[1]	139	143	150	163	193	2 706	3 494
Remboursement de la dette à long terme	5	593	273	1 103	398	3 253	5 625
Intérêt sur la dette à long terme	262	256	242	223	167	2 104	3 254
Obligations d'achat non conditionnelles	98	97	8	-	-	-	203
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	16	17	15	15	13	70	146
Engagements liés à la remise en état de la centrale Darlington[2]	200	-	-	-	-	-	200
Cotisations aux régimes de retraite[3]	300	-	-	-	-	-	300
Permis d'exploitation	41	25	25	25	26	-	142
Divers – principalement les créditeurs	449	33	14	13	12	69	590
	1 693	1 372	890	1 685	935	8 361	14 936
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	5	-	-	-	-	-	5
Lower Mattagami	298	65	-	-	-	-	363
Atikokan	16	-	-	-	-	-	16
Total	2 012	1 437	890	1 685	935	8 361	15 320

1 Les cotisations effectuées en vertu de l'ONFA reposent sur le calendrier des cotisations prévu dans le plan de référence de 2012 qui a été approuvé en 2012.

2 Comprennent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris la démobilisation du personnel affecté au projet, l'annulation des contrats existants et les commandes de matériel.

3 Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1er janvier 2011. La prochaine évaluation actuarielle du régime d'OPG doit être effectuée au plus tard en date du 1er janvier 2014. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2014 pour le régime de retraite agréé d'OPG sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

Tunnel de Niagara

En mars 2013, le tunnel de Niagara, d'une longueur de 10,2 kilomètres, a été inondé et déclaré en service, avec environ neuf mois d'avance sur la date d'achèvement du projet approuvée de décembre 2013. Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour 2013 se sont établies à 87 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 1,46 milliard de dollars au 31 décembre 2013. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO. Les coûts totaux du projet à son achèvement devraient être inférieurs à 1,5 milliard de dollars, par rapport au budget approuvé de 1,6 milliard de dollars.

Lower Mattagami

Le projet de la rivière Lower Mattagami augmentera la capacité de production des quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami de 438 MW. Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 se sont établies à 629 millions de dollars, et les dépenses cumulatives, à 1,98 milliard de dollars. Le budget pour le projet s'établit à 2,6 milliards de dollars et comprend le contrat de conception-construction, ainsi que des réserves pour éventualités, des intérêts et d'autres coûts engagés par OPG, notamment pour la gestion de projets, la gestion des contrats, les ententes relatives aux répercussions conclues avec les Premières nations et les coûts liés au raccordement.

Conversion à la biomasse d'Atikokan

OPG procède à la conversion à la biomasse de la centrale au charbon Atikokan. Après la conversion, la centrale devrait avoir une capacité de 200 MW. Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 se sont établies à 85 millions de dollars, et les dépenses cumulatives, à 144 millions de dollars. Le projet de conversion, dont l'estimation de coûts autorisée est de 170 millions de dollars, devrait se terminer d'ici le mois d'août 2014.

Remise en état de la centrale Darlington

Au 31 décembre 2013, OPG a attribué des contrats évalués à environ 1,5 milliard de dollars se rapportant à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Ces contrats contiennent des clauses suspensives et des clauses de résiliation. Les contrats les plus importants comprennent le contrat pour l'exécution de travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation et le contrat relatif aux turbogénératrices.

Le contrat relatif aux turbogénératrices pour la fourniture d'équipement et la prestation de services techniques, attribué par OPG en mars 2013, est évalué à environ 350 millions de dollars. Le contrat pour l'exécution de travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation, attribué par OPG en mars 2012, est estimé à plus de 600 millions de dollars.

En décembre 2013, OPG a conclu un contrat relatif au nettoyage des circuits primaires et secondaires des générateurs de vapeur. Le contrat relatif aux services d'intégration et d'ingénierie et aux travaux d'installation sur le terrain liés aux turbogénératrices a été conclu en février 2014.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour 2013 se sont établies à 431 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives atteignaient 793 millions de dollars au 31 décembre 2013. Une estimation détaillée des coûts et de l'échéancier pour la remise en état des quatre unités devrait être disponible en 2015.

Engagements au titre des contrats de location

La Société est partie à différents contrats de location pour des immeubles et du matériel aux termes de contrats de location-exploitation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les charges locatives de base pour les immeubles et le matériel de transport se sont élevées à 15 millions de dollars (16 millions de dollars en 2012).

OPG loue ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power L.P. jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans par la suite.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, l'écart entre les revenus, y compris les revenus de location, et les coûts, y compris l'amortissement des actifs incorporels, d'OPG relatifs à la propriété des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B est compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG. Ces revenus et ces coûts sont établis en fonction de la manière dont ils sont comptabilisés dans les états financiers consolidés d'OPG. Comme les actifs Bruce ne sont pas des installations visées en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, leur valeur comptable nette n'est pas incluse dans la base tarifaire.

En 2013, OPG a comptabilisé un revenu locatif lié aux centrales Bruce de 176 millions de dollars (164 millions de dollars en 2012), y compris un loyer supplémentaire de 125 millions de dollars reçu de Bruce Power L.P. (113 millions de dollars en 2012), déduction faite d'un rabais demandé de 79 millions de dollars (78 millions de dollars en 2012). La valeur comptable nette des immobilisations corporelles louées à Bruce Power L.P. s'établissait à 1 859 millions de dollars au 31 décembre 2013 (1 963 millions de dollars en 2012).

Les loyers de base prévus dans le contrat de location que Bruce Power L.P. doit payer à la Société sont les suivants :

(en millions de dollars)	
2014	83
2015	85
2016	88
2017	90
2018	92
	438

Autres engagements

La Société a des conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et la Society of Energy Professionals. Au 31 décembre 2013, OPG comptait environ 10 270 employés réguliers, et environ 89 % de sa main-d'œuvre régulière était visée par des conventions collectives. L'actuelle convention collective entre OPG et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a une durée de trois ans, dont l'échéance est le 31 mars 2015. La dernière convention collective conclue avec la Society of Energy Professionals a été établie au moyen d'une décision arbitrale rendue le 8 avril 2013. La convention collective entre OPG et la Society of Energy Professionnals vient à échéance le 31 décembre 2015. Au deuxième trimestre de 2013, la Society of Energy Professionnals a déposé à la Cour supérieure de justice de l'Ontario une demande de révision judiciaire à l'égard de la décision arbitrale.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande, puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

Impôts fonciers de remplacement

En novembre 2005, OPG a reçu du ministère des Finances une lettre indiquant son intention de recommander au ministre des Finances qu'un règlement ontarien à l'égard de l'impôt foncier de remplacement soit mis à jour rétroactivement au 1er avril 1999 pour refléter les réévaluations et les règlements d'appel se rapportant à certaines propriétés d'OPG depuis cette date. OPG continue de discuter de la résolution de cette question avec le ministère des Finances, puisque la réglementation pourrait ne pas être mise à jour avant plusieurs années. OPG n'a pas inscrit de montant relatif à la modification prévue au règlement.

16. SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants : Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus aux termes d'un contrat de location et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P. qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et les revenus tirés de services comme les ventes d'eau lourde et la détritiation. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion du combustible nucléaire irradié de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power L.P.), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs nucléaires et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés aux grappes de combustible irradié et aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité qui sont produits. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. Ces coûts variables sont imputés aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce et des ententes connexes. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour ces installations.

Production hydroélectrique non réglementée

Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques d'OPG qui ne sont pas soumises à la réglementation des tarifs. Ce secteur comprend les centrales hydroélectriques faisant l'objet de CAE. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve

fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Production thermique non réglementée

Le secteur Production thermique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales thermiques d'OPG qui ne sont pas soumises à la réglementation des tarifs. Les revenus tirés des activités auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve opérationnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de régulation et d'autres services.

Divers

Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc. Le secteur comprend également les revenus qu'OPG tire de sa quote-part de 50 % des résultats de la centrale alimentée au gaz PEC, détenue en coentreprise, qui est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré conclu avec l'OEO. Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans le secteur Divers. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur.

Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur pour les exercices clos les 31 décembre sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2013**	**2012**
Production nucléaire réglementée	**23**	23
Production hydroélectrique réglementée	**2**	2
Production hydroélectrique non réglementée	**3**	3
Production thermique non réglementée	**5**	6
Divers	**(33)**	(34)

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 *(en millions de dollars)*	Production réglementée			Production non réglementée				
	Nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydroélectrique	Hydroélectrique	Thermique	Divers	Éliminations	Total
Revenus	2 894	113	843	472	578	72	(109)	4 863
Coûts du combustible	237	-	268	82	121	-	-	708
Marge brute	2 657	113	575	390	457	72	(109)	4 155
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 022	121	108	236	362	7	(109)	2 747
Amortissement	626	-	129	74	115	19	-	963
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	742	-	-	14	-	-	756
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(628)	-	-	-	-	-	(628)
Impôt foncier et impôt sur le capital	29	-	(2)	-	16	10	-	53
Restructuration	-	-	-	-	50	-	-	50
Autres (revenus) pertes	(1)	-	-	4	(4)	(37)	-	(38)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(19)	(122)	340	76	(96)	73	-	252

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 *(en millions de dollars)*	Production réglementée			Production non réglementée				
	Nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydroélectrique	Hydroélectrique	Thermique	Divers	Éliminations	Total
Revenus	3 060	107	724	373	507	64	(103)	4 732
Coûts du combustible	261	-	261	71	162	-	-	755
Marge brute	2 799	107	463	302	345	64	(103)	3 977
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	1 930	114	103	236	361	7	(103)	2 648
Amortissement	480	-	33	73	59	19	-	664
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	712	-	-	13	-	-	725
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(651)	-	-	-	-	-	(651)
Impôt foncier et impôt sur le capital	26	-	(1)	(1)	16	7	-	47
Restructuration	-	-	-	-	3	-	-	3
Autres (revenus) pertes	(1)	-	4	4	9	(26)	-	(10)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	364	(68)	324	(10)	(116)	57	-	551

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2013 *(en millions de dollars)*	Production réglementée			Production non réglementée			
	Nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydroélectrique	Hydroélectrique	Thermique	Divers	Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	4 864	-	5 099	3 312	153	170	13 598
Constructions en cours	866	-	24	2 090	146	14	3 140
Immobilisations corporelles, montant net	5 730	-	5 123	5 402	299	184	16 738
Actifs incorporels en service, montant net	15	-	1	4	-	17	37
Développement en cours	2	-	-	-	-	20	22
Actifs incorporels, montant net	17	-	1	4	-	37	59
Matières et fournitures, montant net :							
À court terme	94	-	-	-	1	-	95
À long terme	322	-	-	1	7	-	330
Stocks de combustible	334	-	-	-	56	-	390
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	13 496	-	-	-	-	13 496
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(15 903)	-	-	(322)	(32)	(16 257)

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2012 *(en millions de dollars)*	Production réglementée			Production non réglementée			
	Nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydroélectrique	Hydroélectrique	Thermique	Divers	Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	4 921	-	3 695	3 310	256	176	12 358
Constructions en cours	554	-	1 396	1 475	69	8	3 502
Immobilisations corporelles, montant net	5 475	-	5 091	4 785	325	184	15 860
Actifs incorporels en service, montant net	21	-	-	5	-	16	42
Développement en cours	2	-	-	-	-	8	10
Actifs incorporels, montant net	23	-	-	5	-	24	52
Matières et fournitures, montant net :							
À court terme	83	-	-	-	7	-	90
À long terme	327	-	-	1	27	-	355
Stocks de combustible	328	-	-	-	177	-	505
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	12 717	-	-	-	-	12 717
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(15 177)	-	-	(313)	(32)	(15 522)

Principales données de l'état des flux de trésorerie consolidé *(en millions de dollars)*	Production réglementée			Production non réglementée			
	Nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydroélectrique	Hydroélectrique	Thermique	Divers	Total
Exercice clos le 31 décembre 2013							
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	**633**	-	**114**	**688**	**95**	**38**	**1 568**
Exercice clos le 31 décembre 2012							
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	400	-	262	673	62	30	1 427

Nouveaux secteurs d'activité en 2014

En date du 1er janvier 2014, étant donné la modification du portefeuille de production d'OPG, OPG a revu ses secteurs d'activité isolables, de sorte que les installations de production d'électricité dont les mécanismes de revenus et les profils de risque sont similaires seront regroupées dans des secteurs distincts.

En date du 1er janvier 2014, OPG compte les secteurs d'activité isolables suivants : Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Portefeuille de production liée par contrat et Services, activités de négociation et activités autres que de production. Les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée n'ont pas changé. Le secteur Production hydroélectrique réglementée continuera d'englober les résultats des centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders, en plus d'englober les résultats des 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation tarifaire qui entrera en vigueur le 1er juillet 2014 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobera les résultats de centrales qui font l'objet d'une CAE avec l'OEO ou d'autres contrats de production à long terme. Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobera aussi la quote-part revenant à OPG de la capacité de production d'électricité en service et des bénéfices attribuables à sa participation de 50 % dans PEC et Brighton Beach. Le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production englobera les produits et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de production d'OPG.

17. VARIATION NETTE DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

(en millions de dollars)	2013	2012
Montants à recevoir de parties liées	**40**	(16)
Autres débiteurs et charges payées d'avance	**(21)**	(22)
Stocks de combustible	**115**	150
Impôts sur les bénéfices à payer/recouvrer	**12**	(5)
Matières et fournitures	**(5)**	(8)
Créditeurs et charges à payer	**98**	73
	239	172

18. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, Infrastructure Ontario, l'OEO et les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE, la SFIEO et des entités sous contrôle conjoint. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

(en millions de dollars)	Produits 2013	Charges 2013	Produits 2012	Charges 2012
Hydro One				
Ventes d'électricité	**15**	-	10	-
Services	-	**14**	-	14
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	-	**124**	-	118
Commission de garantie	-	**8**	-	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	-	**755**	-	282
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	-	**560**	-	64
Commission de garantie au titre des prestations de retraite	-	**1**	-	2
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	-	**208**	-	201
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	**187**	-	189
Impôt sur le capital	-	**1**	-	(3)
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	-	**28**	-	77
Entente de soutien d'urgence	**360**	-	283	-
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées durant l'approvisionnement de nouvelles unités de production nucléaire	-	-	-	(1)
SIERE				
Ventes d'électricité	**3 754**	**62**	3 823	34
Services auxiliaires	**125**	-	56	-
OEO	**136**	-	92	-
	4 390	**1 948**	4 264	985

Les soldes aux 31 décembre entre OPG et ses parties liées sont résumés ci-dessous :

(en millions de dollars)	2013	2012
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	**2**	3
SIERE	**317**	337
SFIEO	**67**	84
OEO	**14**	16
PEC	**2**	2
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	**3**	2
SFIEO	**51**	51
Province d'Ontario	**2**	3

19. AUTRES REVENUS

(en millions de dollars)	2013	2012
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	**(35)**	(26)
Modification de l'estimation quant aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations thermiques *(note 3)*	**(1)**	-
(Recouvrement) radiation du coût de conversion de la centrale Thunder Bay	**(3)**	9
Autres pertes	**1**	7
Autres revenus	**(38)**	(10)

20. PARTICIPATIONS DANS DES ENTITÉS SOUS INFLUENCE NOTABLE

Les participations dans des entités sous influence notable représentent les participations de 50 % d'OPG dans les entités sous contrôle conjoint PEC et Brighton Beach, qui sont comptabilisées à la valeur de consolidation, tel qu'il est décrit à la note 3. La ventilation du solde compris dans les bilans consolidés aux 31 décembre est la suivante :

(en millions de dollars)	2013	2012
PEC		
Actif à court terme	**19**	8
Actif à long terme	**303**	315
Passif à court terme	**(15)**	(8)
Passif à long terme	**(4)**	(3)
Brighton Beach		
Actif à court terme	**5**	11
Actif à long terme	**196**	209
Passif à court terme	**(11)**	(11)
Passif à long terme	**(5)**	(9)
Dette à long terme	**(129)**	(139)
Participations dans des entités sous influence notable	**359**	373

21. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, des frais de recherche et de développement de 117 millions de dollars (113 millions de dollars en 2012) ont été imputés aux résultats.

22. RESTRUCTURATION

En 2011, OPG a annoncé sa décision de fermer deux autres unités alimentées au charbon à la centrale Nanticoke, conformément au plan énergétique à long terme et à la directive sur l'approvisionnement diversifié de l'Ontario respectivement de 2010 et 2011. Le total des charges de restructuration relativement à ces fermetures, composées essentiellement d'indemnités de départ, se chiffre à 21 millions de dollars et a été comptabilisé dans les états financiers consolidés.

OPG a cessé d'utiliser le charbon à la centrale Atikokan, ce qui a des répercussions sur ses besoins en personnel. Des indemnités de départ de 2 millions de dollars ont été comptabilisées en mars 2013.

En mars 2013, l'unité 2 de la centrale Thunder Bay a été retirée du marché géré par la SIERE puisque cette dernière n'en a pas besoin. Les répercussions sur ses besoins en personnel ont été finalisées. Le total des coûts de restructuration ayant trait à cette unité, qui se composent exclusivement d'indemnités de départ, est estimé à 4 millions de dollars et a été comptabilisé en juillet 2013.

En mars 2013, le ministre de l'Énergie a publié une déclaration exigeant qu'OPG cesse l'utilisation du charbon aux centrales Nanticoke et Lambton d'ici la fin de 2013. OPG a estimé les coûts de restructuration, y compris les coûts des indemnités de départ et de la réaffectation à d'autres installations d'OPG, à 52 millions de dollars et a comptabilisé 44 millions de dollars au titre des indemnités de départ au cours du troisième et du quatrième trimestres de 2013. Les coûts de la réaffectation seront comptabilisés à mesure qu'ils seront engagés, surtout en 2014.

La variation du passif au titre de la restructuration qui est liée aux coûts des indemnités de départ en 2013 et 2012 est comme suit :

(en millions de dollars)	
Passif au 1er janvier 2012	23
Paiements effectués au cours de l'exercice	(20)
Passif au 31 décembre 2012	3
Charges de restructuration de l'exercice	50
Paiements effectués au cours de l'exercice	(13)
Passif au 31 décembre 2013	**40**

OPG s'est entretenue avec les principales parties prenantes, dont la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, conformément à leurs conventions collectives respectives, à toutes les centrales touchées jusqu'à présent par la réglementation exigeant l'abandon de l'utilisation du charbon dans la production d'électricité. Étant donné les dispositions prévues dans les conventions collectives autorisant le report du paiement des indemnités à des périodes futures, le passif existant au titre de la restructuration devrait s'amortir d'ici la fin de 2016.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION d'OPG*

JAKE EPP

Président du conseil d'administration

TOM MITCHELL

Président et chef de la direction

BRUCE BOLAND

Vice-président principal Activités commerciales et Environnement

CARLO CROZZOLI

Vice-président principal Développement de l'entreprise et chef de la gestion des risques

CHRIS GINTHER

Vice-président principal Affaires juridiques, chef du contentieux et chef de l'éthique

ROBIN HEARD

Vice-président principal intérimaire
Chef des finances

GLEN JAGER

Chef du nucléaire

DAVID KAPOSI

Vice-président et chef des placements

BARB KEENAN

Vice-présidente principale Ressources humaines

CATRIONA KING

Vice-présidente et secrétaire générale Activités de direction

JOHN LEE

Vice-président et trésorier

MIKE MARTELLI

Vice-président principal Énergie hydro-thermique

SCOTT MARTIN

Vice-président principal Services d'affaires et d'administration

BILL ROBINSON

Vice-président principal Projets nucléaires

*Au 6 mars 2014

INSTALLATIONS d'OPG

2	2	3	2	65	2	1
centrales nucléaires *	centrales nucléaires louées	centrales thermiquess **	centrales alimentées au gaz en copropriété ***	centrales hydroélectriques	turbines éoliennes	projet hydroélectrique en construction ****

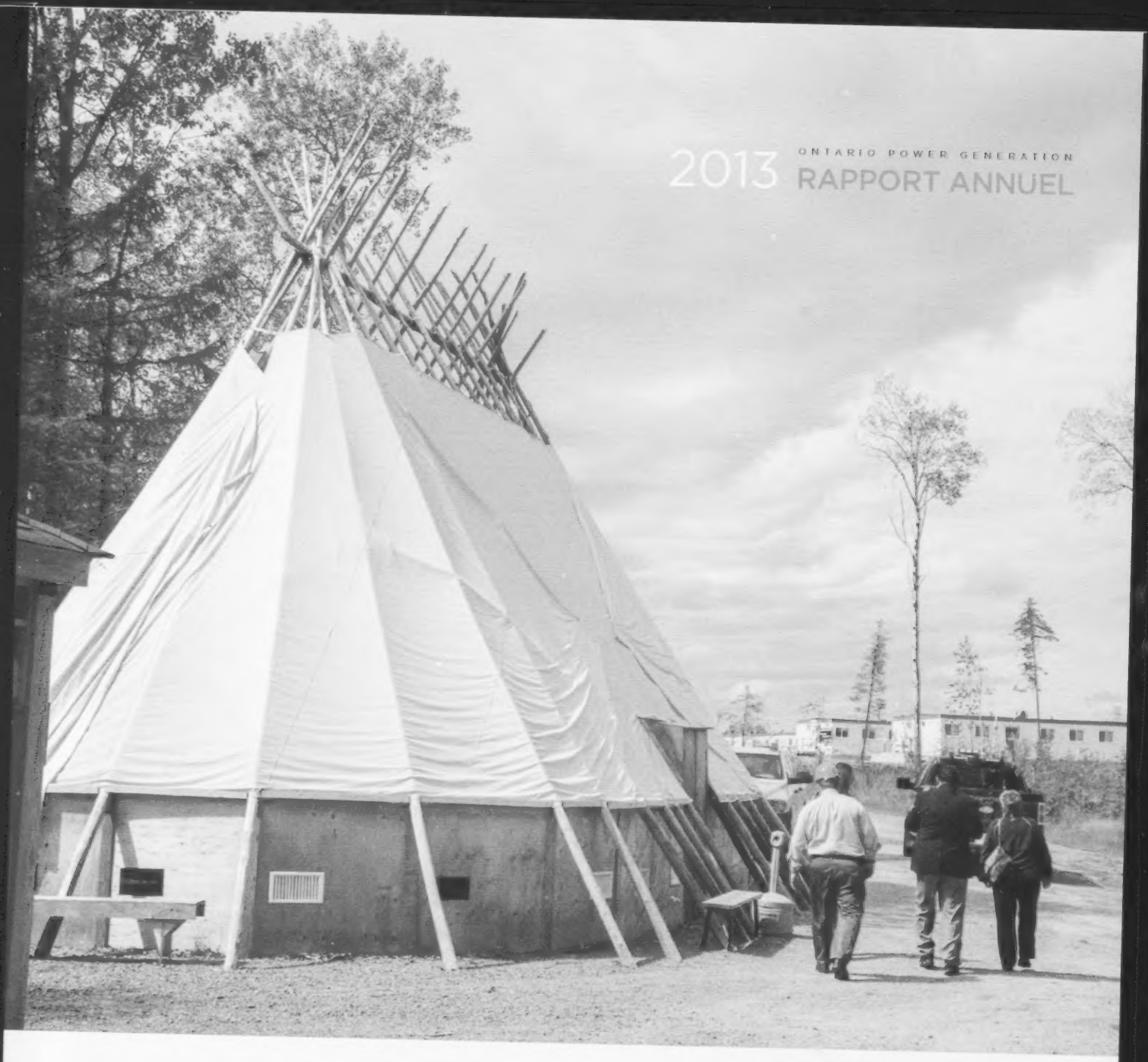
Au 31 décembre 2013, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de **16 229 MW**.

* En août 2013, OPG a reçu un permis d'exploitation collectif de cinq ans qui combine les permis d'exploitation des centrales Pickering A et B.

** Le projet de conversion à la biomasse d'Atikokan est en cours. Cette centrale reconvertie sera l'une des 100 plus grandes centrales à la biomasse d'Amérique du Nord et produira de l'électricité renouvelable et acheminable à l'aide d'une capacité suffisante pour répondre à la demande de pointe. Le projet comprend des modifications à la centrale et la construction d'un système de stockage et de manutention du combustible pouvant traiter jusqu'à 90 000 tonnes de biocombustible par année.

*** La centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre de 550 MW à Toronto (copropriété d'OPG et de TransCanada Energy Ltd.) et la centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW (copropriété d'OPG et d'ATCO Power Canada Ltd.).

**** Le projet Lower Mattagami dans le nord-est de l'Ontario viendra ajouter des unités de production aux centrales existantes de Little Long, Harmon et Kipling en plus de remplacer une quatrième centrale, la centrale de Smokey Falls, par une nouvelle centrale dotée de trois unités au site existant.



2013 ONTARIO POWER GENERATION RAPPORT ANNUEL

Ce rapport annuel est également publié en anglais sur notre site Web
This annual report is also available in English on our website **www.opg.com**

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au
700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6;
Téléphone : 416-592-2555 ou 1-877-592-2555.

Conception graphique, impression et distribution: Services d'entreprise d'OPG
© Ontario Power Generation Inc., 2014

Veuillez recycler.

ONTARIO POWER GENERATION